

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Разработка методики расчёта окупаемости собственных источников генерации
промышленных предприятий»

Студент

В.Д. Костюков
(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ и систематизация теоретических сведений по газопоршневым и газотурбинным установкам.....	6
1.1 Анализ сфер применения, производителей и поставщиков ГПУ	6
1.2 Анализ сфер применения, производителей и поставщиков ГТУ	11
1.3 Анализ ценовой политики отечественных и зарубежных производителей	13
1.4 Принцип работы, отличительные особенности, достоинства и недостатки.....	18
1.5 Исходные данные для расчёта окупаемости установок.....	29
2 Оценка эффективности капиталовложений потребителей	39
2.1 Разработка методики технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок.....	39
2.2 Программная реализация расчётного алгоритма в Microsoft Office Excel.....	44
2.3 Программная реализация расчётного алгоритма в Delphi 7.....	47
2.4 Методика технико-экономического анализа окупаемости газотурбинных установок	49
3 Техничко-экономический анализ собственных источников генерации.....	58
3.1 Расчёт периода окупаемости ГПУ.....	58
3.2 Расчёт периода окупаемости ГТУ	66
3.3 Систематизация результатов исследования	68
3.4 Расчёт окупаемости нескольких установок.....	77
Заключение	85
Список используемых источников.....	877

Введение

Развитие и стабильное функционирование ключевых сфер жизнедеятельности общества и страны в целом невозможно представить без развития энергетики и электрификации объектов промышленного, коммунально-бытового, сельскохозяйственного, оборонного и муниципального назначения [37]. Одной из фундаментальных отраслей энергетики является электроэнергетика, характеризующаяся быстротечностью протекающих переходных явлений, значительной протяжённостью магистральных и распределительных электросетей, применением технологически сложного оборудования и автоматики, а также потреблением топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) для выработки электрической энергии и тепла [4], [40]. Отличительным фактором данной отрасли является невозможность накопления генерируемой электроэнергии для последующего применения: количество произведённой ЭЭ в каждый интервал времени должно соответствовать объёмам потребления с учётом собственных нагрузок ЭС и неизбежных потерь при передаче.

Ключевым потребителем вырабатываемой ЭЭ является промышленный сектор, объёмы потребления которого составляют порядка 60 % от всей генерации по стране [5]. Интенсивное развитие промышленных предприятий обуславливает постоянный поиск решений по электроснабжению нововведённых ЭП, повышению надёжности СЭС объекта и эффективному использованию ТЭР [43]. Также для поддержания высокого уровня конкурентоспособности и стабильности на финансовом рынке руководители предприятий осуществляют мониторинг мероприятий по снижению себестоимости изготавливаемой продукции путём минимизации энергетической составляющей себестоимости.

Необходимо отметить, что характерной чертой многих промышленных объектов является одновременное потребление электрической и тепловой энергии в технологических процессах. Поэтому в настоящее время

актуальным направлением электроэнергетики является собственная генерация электроэнергии и тепла. Результаты исследования отечественной и зарубежной эксплуатации портативных газовых электростанций, подтверждают эффективность данных установок в вопросах когенерации [41]. Этим и объясняется значительное увеличение спроса на газопоршневые/газотурбинные установки, а также достаточно частое применение их в качестве альтернативы или дополнения к уже существующему питанию от электросети.

Потребитель, задумывающийся в приобретение когенерационной установки на базе газопоршневого/газотурбинного двигателя внутреннего сгорания, заинтересован в оценке эффективности планируемых капиталовложений. Результат технико-экономического анализа и будет решающим фактором в принятии итогового решения [17]. В этом и состоит практическая значимость выпускной работы.

Исследованиями, связанными с тематикой работы, занимались: ЗАО «Автономный ЭнергоСервис [39]; Костин Д.А., Разуваев А.В., Кочеваткина Э.Ф. [18]; Чухлебов Л.Е. [44]; Белкин А.П., Дубова А.В. [3]; Сумарокова Л.П., Филонов А.А. [42].

Научная новизна и актуальность диссертационного исследования обусловлены:

- Отсутствием утверждённой, стандартизированной методики расчёта;
- Увеличением спроса на когенерационные установки;
- Заинтересованностью потребителей в оценке планируемых капиталовложений и их эффективном функционировании;
- Отсутствием сравнительного анализа имеющегося модельного ряда установок отечественных и зарубежных производителей;
- Неполнотой информации на сайтах официальных производителей когенерационного оборудования;
- Недостаточным вниманием студентов выпускных курсов данному направлению.

Цель магистерской диссертации заключается в повышение точности технико-экономического расчёта окупаемости внедрения собственных источников генерации промышленных предприятий. Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

- Проанализировать и систематизировать теоретические сведения по газопоршневым и газотурбинным установкам необходимые для разработки методики расчёта срока окупаемости собственных источников генерации промышленных предприятий;
- Разработать методику и алгоритм оценки эффективности капиталовложений потребителей в источники локальной генерации электроэнергии и тепла;
- Разработать программу для ЭВМ по расчёту срока окупаемости собственных источников генерации промышленных предприятий;
- Проанализировать с использованием разработанной программы для ЭВМ модельный ряд газопоршневых и газотурбинных установок отечественных и зарубежных производителей.

Предмет исследования: технико-экономический анализ периода окупаемости когенерационных установок на основе газопоршневых и газотурбинных ДВС.

Объект исследования: модельный ряд ГПУ отечественного (ООО «Федвиг», ООО «Синтур-НТ», ОАО «ВДМ», ОАО «РУМО») и зарубежного (FG Wilson, Tedom, Siemens, MWM) производства, а также ГТУ завода ОАО «Авиадвигатель» (г. Пермь) и компании Siemens (Германия).

1 Анализ и систематизация теоретических сведений по газопоршневым и газотурбинным установкам

1.1 Анализ сфер применения, производителей и поставщиков ГПУ

Газопоршневые установки (ГПУ) – портативные электростанции (ЭС) на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания, на сегодняшний день являются достойным конкурентом дизельных и бензиновых генераторов. Сферы применения ГПУ различны, в чём можно легко убедиться по анализу общедоступных сведений [12] и информации с сайтов официальных производителей [8], [31], представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Краткий перечень реализованных технических решений по установке ГПУ

Промышленный объект	Количество установленных ГПУ, шт.	Мощность одной ГПУ, кВт
Рязанский завод пищевой упаковки	1	200
Салехардское рыболовное предприятие	2	300
Мукомольная мельница (г. Белая Калитва)	1	150
Уральский хлебозавод	1	300
Торжокская обувная фабрика	1	300
Городская котельная (Московская область)	1	100
Котельная БМК-80 (г. Волгоград)	3	400
Котельная БМК-70 (г. Кимры)	3	400
Завод по производству шин «Continental» (г. Калуга)	1	2000
Обойная фабрика «Артекс» (г. Санкт-Петербург)	2	950
ОАО Калашниковский электроламповый завод (Тверская область, посёлок Калашниково)	1	1000
Завод энергостроительных конструкций «ЭСКОН» (Челябинская область, г. Южноуральск)	3	1000
Отель «Гранд Видгоф» (г. Челябинск)	3	600
Складской комплекс «Меркурий» (г. Тверь)	3	400
Мясоперерабатывающий завод «Телец» (Пермский край, г. Кунгур)	2	300
Котельная БМК-140 (г. Реутов)	2	400
Управление делами президента РФ (г. Москва)	2	550
Районная котельная (г. Копейск)	1	1000
Энергокомплекс «Заречье»	2	1000
Комбинат строительных материалов (г. Ярославль)	1	300

Продолжение таблицы 1

Промышленный объект	Количество установленных ГПУ, шт.	Мощность одной ГПУ, кВт
Завод ЖБИ (Одинцовский район, Московская область)	2	550
Механическое производство 1 (МП-1) и автобаза(Одинцовский район, Московская область)	2	200
Механическое производство 2 (МП-2) и (Одинцовский район, Московская область)	1	550
АО «Аминосиб» (завод по переработке зерна; Тюменская область, г. Ишим)	6	3000
ОАО «Верхнебаканский цементный завод» (Краснодарский край, г. Новороссийск)	12	4000
Промышленное предприятие по производству спирта «Премиум» (Кабардино-Балкарская республика, Зольский район, с. Сармаково)	2	600
Складской комплекс ООО «Росинка» (Московская область, Солнечногорский район)	4	830
ОАО «Газпром Химволокно» (Волгоградская область, г. Волжский)	2	1800
ООО «Хладокомбинат Западный» (Республика Адыгея, Тахтамукайский район, посёлок отрядный)	3	800
ООО «ФАТ-АГРО» (г. Владикавказ)	2	600
Промышленный завод топливного биоэтанола ООО «Миранда» (г. Владикавказ)	3	2000
Предприятие по производству пряжи и трикотажа «КВЕСТ-А» (Карачаево-Черкесская республика, г. Черкесск)	1	800
Завод по производству и переработке солода ООО «Курский Солод»	1	1000
Стекольный завод «Символ» (Владимирская область, г. Курлово)	1	2000
Предприятие по производству сантехники ООО «Домани-Спа» (г. Екатеринбург)	1	630
Предприятие по изготовлению уплотнителей для алюминиевых и ПВХ конструкций АО «АРТИ-РЕЗИНОПЛАСТ» (г. Тамбов)	1	1000
Предприятие по производству автохимии ООО «ТД ГраСС» (Волгоградская область, р.п. Средняя Ахтуба)	1	1000
ООО «Дмитрогорский мясоперерабатывающий завод» (Тверская область, Канаковский район, с. Дмитрова гора)	2	1000
АО «ЕВРОСИБЭНЕРГО» (Краснодарский край, г. Усть-Лабинск)	3	1500
ОАО «Черкесский завод резиновых технических изделий» (г. Черкесск)	1	2000
ООО «Раевская птицефабрика» (г. Новороссийск)	1	1500
Стекольный завод ЗАО «Сен Гобен Кавминстекло» (Ставропольский край, п. Анджиевский)	4	2000

Продолжение таблицы 1

Промышленный объект	Количество установленных ГПУ, шт.	Мощность одной ГПУ, кВт
ТРК «СПЕШИLOVE» (Пермский край, г. Пермь)	1	1000
Агрокомбинат «Московский» (г. Московский)	6	3000
ООО «Интеркапстрой» (Московская область, Одинцовский район, р.п. Заречье)	4	1000
АО «ТЭЦ - Северная» (Астраханская область, г. Астрахань)	4	2000
Федеральный тренировочный центр «Парамоново» (Московская область, Дмитровский район, п. Парамоново)	4	1500
ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Ямало-Ненецкий Автономный округ, г. Ноябрьск)	4	1000

Результаты анализа применения ГПУ в отраслях народного хозяйства РФ [14] наглядно отображает диаграмма, изображённая на рисунке 1.

Перечень ключевых отечественных и зарубежных производителей ГПЭС [8] представлен в таблицах 2 и 3 соответственно.

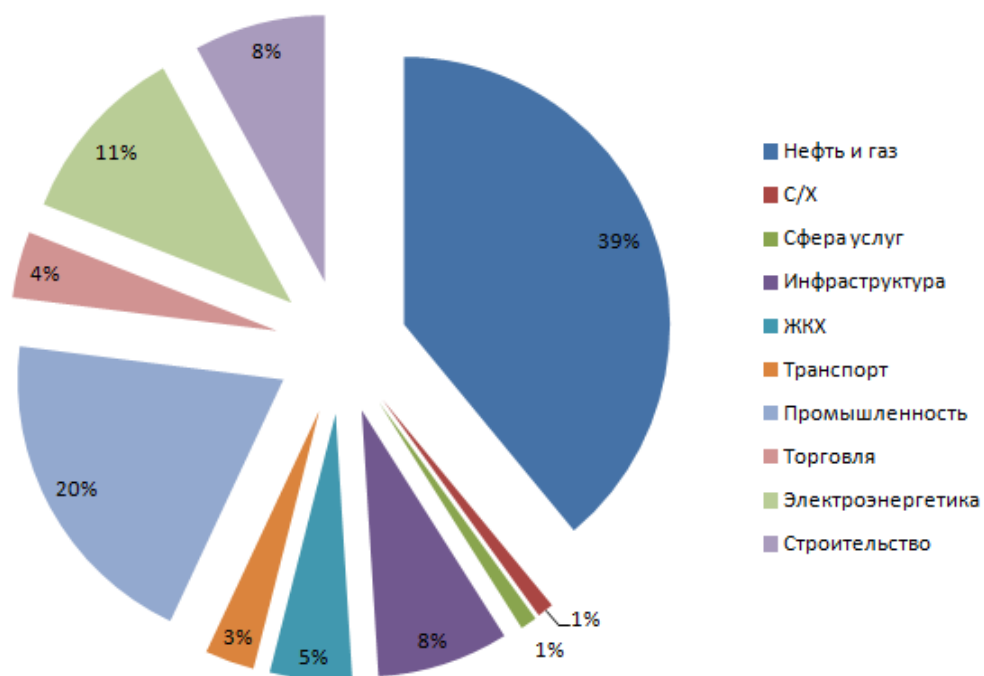


Рисунок 1 – Использование ГПЭС в отраслях народного хозяйства страны

Таблица 2 – Сводная ведомость отечественных производителей ГПУ

Производитель	Модельный ряд
«АЛТАЙ-ДИЗЕЛЬЭНЕРГО» (Алтайский край, г. Барнаул)	100 – 220 кВт
ОАО «Барнаултрансмаш» (Алтайский край, г. Барнаул)	100 – 250 кВт
БЭМЗ (Свердловская область, п. Баранчинский)	100 кВт
ВДМ (Саратовская область, г. Балаково)	65 – 3250 кВт
ВЗКО (Свердловская область, г. Екатеринбург)	100 кВт
ОАО «РУМО» (г. Нижний Новгород)	500 – 1000 кВт
Производственная компания «Рыбинскомплекс» (Ярославская область, г. Рыбинск)	30 – 385 кВт
ООО «Синтур-НТ» (Свердловская область, г. Нижний Тагил)	75 – 360 кВт
ООО «Федвиг» (Московская область, г. Люберцы)	100 – 1000 кВт
ZAVODAGT (г. Москва, г. Челябинск)	50 – 1200 кВт
ЗАО «Автономный ЭнергоСервис» (г. Москва)	100 – 4300 кВт
ОАО «Звезда-Энергетика» (г. Санкт-Петербург)	220 – 1750 кВт
ПГ «Генерация» (Свердловская область, г. Екатеринбург)	125 – 3850 кВт

Таблица 3 – Сводная ведомость зарубежных производителей ГПУ

Производитель	Страна	Модельный ряд
Buderus	Германия	50 – 238 кВт
MaK		6520 кВт
MAN		47 – 8100 кВт
MTU		116 – 1948 кВт
MWM		400 – 4300 кВт
Viessmann		18 – 402 кВт
Caterpillar	США	64 – 3860 кВт
Cummins		16 – 2000 кВт
Generac Power Systems		44,8 – 160 кВт
Kohler Power Systems		6,3 – 668 кВт
EC Power	Великобритания	4 – 15,2 кВт
FG Wilson		10 – 1000 кВт
KORNUM		118 – 3200 кВт
Perkins		307 – 1008 кВт
Elteco	Словакия	3,8 – 3916 кВт
GE Jenbacher	Австрия	312 – 4034 кВт
Guascor	Испания	142,8 – 1204 кВт

Продолжение таблицы 3

Производитель	Страна	Модельный ряд
Motorgas	Чехия	36 – 3200 кВт
Tedom		23 – 5900 кВт
Rolls-Royce	Англия	2425 – 8500 кВт
Wartsila	Финляндия	4040 – 8730 кВт
Kawasaki	Япония	5200 – 7800 кВт
Mitsubishi		3800 – 5750 кВт

Информация по отечественным поставщикам ГПУ [38] (вспомогательного оборудования, запасных частей и расходных материалов к ним) представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Сводная ведомость поставщиков ГПУ

Поставщик	Расположение центрального офиса	Размещение офисов и официальных представительств
MAX MOTORS Energy Systems	г. Сочи	Москва, Санкт-Петербург, Нижневартовск, Краснодар
Завод «ГЕНМОТОРС»	г. Екатеринбург	Архангельск, Барнаул, Владивосток, Воронеж, Ижевск, Иркутск, Казань, Калининград, Москва, Мурманск, Нижневартовск, Новосибирск, Омск, Оренбург, Пенза, Рязань, Самара, Санкт-Петербург, Сочи, Тверь, Тюмень, Уфа, Хабаровск, Челябинск, Ярославль
ООО «Биоэнергосила»	г. Казань	Информация отсутствует
«Эйркомпимпорт»	г. Санкт-Петербург	Санкт-Петербург
ООО «ЭНЕРГОСИСТЕМЫ»	г. Ростов-на-Дону	Владимир, Краснодар, Пенза, Волгоград, Пермь
Группа компаний «МКС»	г. Челябинск	Информация отсутствует
ООО «Энергонезависимость»	г. Нижний Новгород	Нижний Новгород, Балашиха, Москва, Тюмень
ООО «НТТ»	г. Москва	Информация отсутствует
ООО НПК «Энтек»	г. Челябинск	Информация отсутствует
ООО «Маканта»	г. Казань	Казань
ООО «Цепелин ПС Рус»	г. Москва	Австрия, Германия, Словакия, Чехия и страны СНГ
ООО «ИТ Синтез»	г. Новосибирск	Москва, Новосибирск, Хабаровск

1.2 Анализ сфер применения, производителей и поставщиков ГТУ

В отличие от ГТЭС ГПУ могут применяться как для нужд частных потребителей, так и в промышленной сфере; применение ГТЭС наиболее рационально в масштабах крупных промышленных объектов и подразделений нефтегазовой отрасли. Это подтверждают общедоступные сведения [11], [53], представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Краткий перечень реализованных технических решений по установке ГТУ

Объект (заказчик)	Количество установленных ГТУ, шт.	Мощность одной ГТУ, МВт
Вахитовское нефтяное месторождение (АО «Оренбургнефть»)	6	12
Тединское нефтяное месторождение (ООО «Лукойл-Север»)	2	4
Проект «Красная Поляна» г. Сочи (ОАО «Газпром»)	4	8
Проект «Москва-Сити» г. Москва («ДКМ-Инжиниринг»)	2	4
Южнорусское месторождение («Севернефтегазпром»)	7	14
ООО «Новатек – Таркосаленфтегаз»	3	4
г. Новый Уренгой («Сибнефтегаз»)	3	4
КС «Сальская» (ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»)	2	5
АО «Новоэнерго» (ОАО «Юрхаровнефтегаз»)	1	2,5
ПХГ «Касимовское» (ООО «Газпром ПХГ»)	2	5
ГКМ «Песцовое» (ООО «Газпром добыча Уренгой»)	6	15
КС Явасская» («ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»)	2	5
ГКМ «Харвутинское» (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	4	10
Нижне-Шапшинское месторождение (ОАО «РуссНефть»)	1	2,5
ПХГ «Касимовское» (ООО «Газпром ПХГ»)	1	2,5
КС «Юбилейная» (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)	3	7,5
КС «Нюксеница» (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)	3	7,5
ООО «ПК Втормет» г. Москва	1	2,5
КС «Пелымское» (ООО «Газпром трансгаз Югорск»)	3	7,5
КС «Новопелымская» (ООО «Газпром трансгаз Югорск»)	3	7,5

Продолжение таблицы 5

Объект (заказчик)	Количество установленных ГТУ, шт.	Мощность одной ГТУ, МВт
КС «Ивдельская» (ООО «Газпром трансгаз Югорск»)	4	10
КС «Чоллук» (ГК «Туркменгаз»)	1	2,5
УКПГ «Зякли-Дерваза» (ГК «Туркменгаз»)	2	5
п. Фокино (ФГУП «РосРАО»)	1	2,5
НГКМ «Чаяндинское»	7	2,5
Столбовое нефтяное месторождение г. Томск (ОАО «НК Русснефть»)	5	5
Егурьяхское нефтяное месторождение г. Нижневартовск (ОАО «НК Русснефть»)	2	3
Пиразломное нефтегазовое месторождение г. Ханты-Мансийск (ГК «BerezkaGas»)	5	5
ООО Агропромышленный холдинг «ЭКО-культура» Ставропольский край, Кировский район	6	6
ТК «Успенский» Орловская область, п. Успенский (ООО «ЭкоПродукт»)	5	2,5

Перечень ключевых отечественных [35], [9] и зарубежных [50] производителей ГТЭС представлен в таблицах 6 и 7 соответственно.

Таблица 6 – Сводная ведомость отечественных производителей ГТУ

Производитель	Модельный ряд
ОАО «Авиадвигатель» (Пермский край, г. Пермь)	2,5 – 23 МВт
ЗАО «Уральский турбинный завод» (Свердловская область, г. Екатеринбург)	6 – 29,7 МВт
ЗАО «Невский завод» (г. Санкт-Петербург)	10 – 16 МВт
ОАО «КМПО» (г. Казань)	16 – 25 МВт
ФГУП НПЦ Газотурбиностроения «САЛЮТ»	12,5 – 20 МВт
ОАО «ОДК – Газовые турбины» (г. Рыбинск)	2,5 – 25 МВт
ОАО «УМПО» (г. Уфа)	8,2 – 18
ОАО «Ленинградский завод точного машиностроения» (Ленинградская область, п. Зимитицы)	2,5 – 45,8 МВт
ЗАО «НИКТИТ» (г. Санкт-Петербург)	16 – 32 МВт
АО «Искра-Энергетика» (г. Пермь)	2,5 – 25 МВт

Таблица 7 – Сводная ведомость зарубежных производителей ГТУ

Производитель	Страна	Модельный ряд
Siemens	Германия	5,25 – 47 МВт
Solar Turbines	США	1,21 – 21,75 МВт
Vericor		0,487 – 3,451 МВт
General Electric		5 – 45 МВт
Alstom	Франция	4 – 40 МВт
Rolls-Royce	Англия	3 – 50 МВт
OPRA Turbines	Нидерланды	1,5 – 15 МВт

Информация по отечественным поставщикам ГТУ [23] представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Поставщики ГТУ

Поставщик	Расположение центрального офиса
Ansaldo Energia	г. Казань
Поставщик	Расположение центрального офиса
ООО «Инсайд Энерго»	г. Ростов-на-Дону
ООО «Энергодар»	г. Екатеринбург
ООО «Сименс»	г. Москва
ООО «ИНГК»	
ООО «ДжиИ Рус»	
ООО «Альстом»	
ООО "PW Power Systems, CIS"	
ООО «Спецгазгрегат»	
ООО "БПЦ Инжиниринг"	г. Тутаев
ООО «Сименс технологии газовых турбин»	Ленинградская область, п. Горелово
ПАО «Силовые машины»	г. Санкт-Петербург
АО СКБ «Турбина»	г. Челябинск

1.3 Анализ ценовой политики отечественных и зарубежных производителей

Основная сложность данного исследования заключается в ограничении достоверной информации о стоимости газопоршневых и газотурбинных установок в открытом доступе, что объясняется коммерческими соображениями производителей. Специфика современной ценовой политики отечественных и зарубежных компаний основывается на реализации комплексных проектов, включающих не только создание генерирующей

инфраструктуры, но и применение оборудования различной комплектации [1]. Именно поэтому в общем доступе содержится только информация ознакомительного характера. Для получения полноценных финансовых данных по конкретно рассматриваемой газовой ЭС необходима персональная консультация с официальными представителями производителя.

Ввиду всего вышесказанного было принято решение рассматривать удельную стоимость установок (тыс. руб./кВт). Собранная информация представлена в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Ценовая политика отечественных производителей ГПУ

Производитель	Модельный ряд	Уд. стоимость установки, <i>тыс. руб./кВт</i>
ОАО «Барнаултрансмаш» (Алтайский край, г. Барнаул)	100 – 250 кВт	17,5 – 38,6
ВДМ (Саратовская область, г. Балаково)	65 – 3250 кВт	18,6 – 57,6
ОАО «РУМО» (г. Нижний Новгород)	500 – 1000 кВт	20,0 – 44,0
ООО «Федвиг» (Московская область, г. Люберцы)	100 – 1000 кВт	18,3 – 46,0
ПК «Рыбинскомплекс» (Ярославская область, г. Рыбинск)	30 – 385 кВт	17,5 – 46,0
ООО «Синтур-НТ» (Свердловская область, г. Нижний Тагил)	75 – 360 кВт	
ZAVODAGT (г. Москва, г. Челябинск)	50 – 1200 кВт	
ЗАО «Автономный ЭнергоСервис» (г. Москва)	100 – 4300 кВт	
ОАО «Звезда-Энергетика» (г. Санкт-Петербург)	220 – 1750 кВт	
ПГ «Генерация» (Свердловская область, г. Екатеринбург)	125 – 3850 кВт	
ВЗКО (Свердловская область, г. Екатеринбург)	100 кВт	
БЭМЗ (Свердловская область, п. Баранчинский)	100 кВт	
«АЛТАЙ-ДИЗЕЛЬЭНЕРГО» (Алтайский край, г. Барнаул)	100 – 220 кВт	17,5 – 46,0

Таблица 10 – Ценовая политика иностранных производителей ГПУ

Производитель	Страна	Модельный ряд	Уд. стоимость установки, тыс. руб./кВт
Elteco	Словакия	3,8 – 3916 кВт	30,0 – 46,0
Buderus	Германия	50 – 238 кВт	38,4 – 55,0
MaK		6520 кВт	
MAN		47 – 8100 кВт	
MTU		116 – 1948 кВт	
MWM		400 – 4300 кВт	
Viessmann		18 – 402 кВт	
Caterpillar	США	64 – 3860 кВт	28,3 – 47,5
Cummins		16 – 2000 кВт	
Generac Power Systems		44,8 – 160 кВт	
Kohler Power Systems		6,3 – 668 кВт	
Waukesha		75 – 3250 кВт	
EC Power	Великобритания	4 – 15,2 кВт	38,0 – 45,0
FG Wilson		10 – 1000 кВт	
KORNUM		118 – 3200 кВт	
Perkins		307 – 1008 кВт	
GE Jenbacher	Австрия	312 – 4034 кВт	42,0 – 48,0
Guascor	Испания	142,8 – 1204 кВт	34,0 – 36,0
Motorgas	Чехия	36 – 3200 кВт	32,0 – 46,0
Tedom		23 – 5900 кВт	
Rolls-Royce	Англия	2425 – 8500 кВт	34,0 – 42,0
Wartsila	Финляндия	4040 – 8730 кВт	32,0 – 48,0
Kawasaki	Япония	5200 – 7800 кВт	34,0 – 56,0
Mitsubishi		3800 – 5750 кВт	

Представленные в таблицах 9 и 10 ценовые диапазоны (удельная стоимость установки) могут расходиться с окончательной стоимостью оборудования (в связи с пожеланиями заказчиков; коммерческими соображениями производителей, обусловленными конкуренцией на финансовом рынке, а также нежеланием иностранных компаний размещать сведения о стоимости своего модельного ряда установок в открытый доступ) [14], [1]. Поэтому их следует рассматривать как ознакомительную информацию.

Базовая стоимость (стоимость непосредственно самого агрегата без учёта вспомогательных модулей, автоматики и соответствующих работ) ГПУ отечественных производителей также варьируется в широком диапазоне, что

объясняется использованием не только собственного, но и импортного оборудования и комплектующих. Ярким подтверждением этого являются общедоступные ценовые сведения завода энергетического оборудования ООО «Федвиг» [12], представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Базовая стоимость ГПУ завода ООО «Федвиг»

$P_{ном.},$ кВт	Двигатель	Генератор	Стоимость, руб.
100	Leroy Sommer LSA 44.2 S75	Daewoo Doosan P086TI	3100000
150	Leroy Sommer LSA 46.2 M5	Daewoo Doosan P126TI	4370000
150	Stamford UCI274C	КАМАЗ 740.58-300	2750000
150	Leroy Sommer LSA 46.2 M5	ЯМЗ 238M2	2750000
200	Stamford UCDI274K	Daewoo Doosan P158LE	5200000
200	Leroy Sommer LSA 46.2 L6	ЯМЗ-7514	3490000
250	Leroy Somer LSA 46.2 VL12	Daewoo Doosan P180LE	6700000
250	Leroy Somer LSA 46.2 VL12	ТМЗ 8435.10	4950000
300	Leroy Somer LSA 47.2 S4	Daewoo Doosan P222LE	7700000
300	Leroy Somer LSA 47.2 S4	ЯМЗ-240HM	5400000
450	Stamford HCI5E	Moteurs Baudouin 12M26	11250000
500	Leroy-Somer LSA 49.1 S4	Moteurs Baudouin 12M26	12800000
650	Stamford HCI6G	Moteurs 12M33	16380000
700	Leroy Sommer LSA 49.1 L11	Moteurs 12M33	17640000
750	Stamford HCI6H	Moteurs 16M33	18900000
1000	STAMFORD PI734B	Moteurs 16M33	25350000

Стоимость ГПУ (без учёта доставки, монтажных и пуско-наладочных работ) состоит из стоимости самого агрегата, стоимости электрических и механических систем, автоматики, комплектующих материалов и запасных частей, системы утилизации тепла (при работе в когенерационном цикле).

Диаграммы, представленные на рисунках 2 и 3, наглядно отражают структуру стоимости ГПУ в зависимости от цикла их работы.

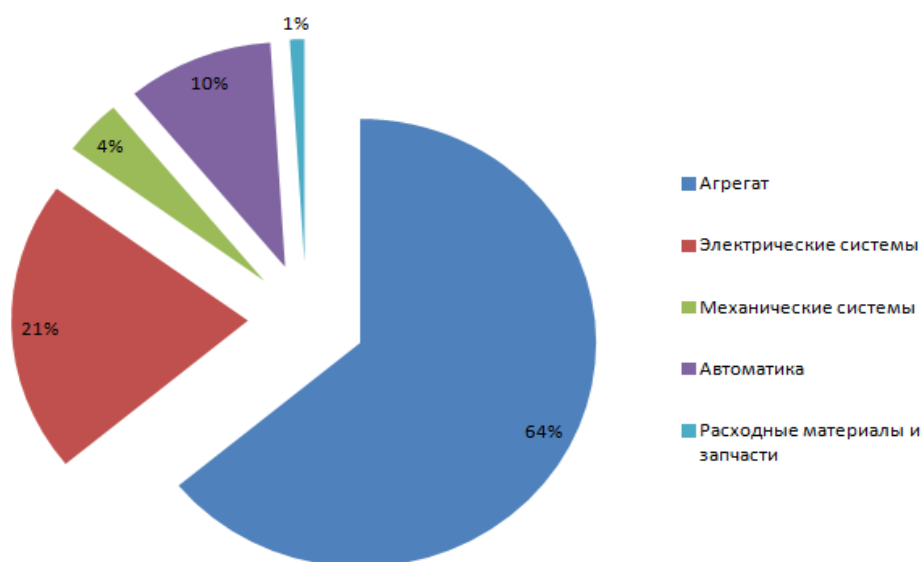


Рисунок 2 – Составляющие стоимости ГПУ, рассчитанных только на генерацию ЭЭ

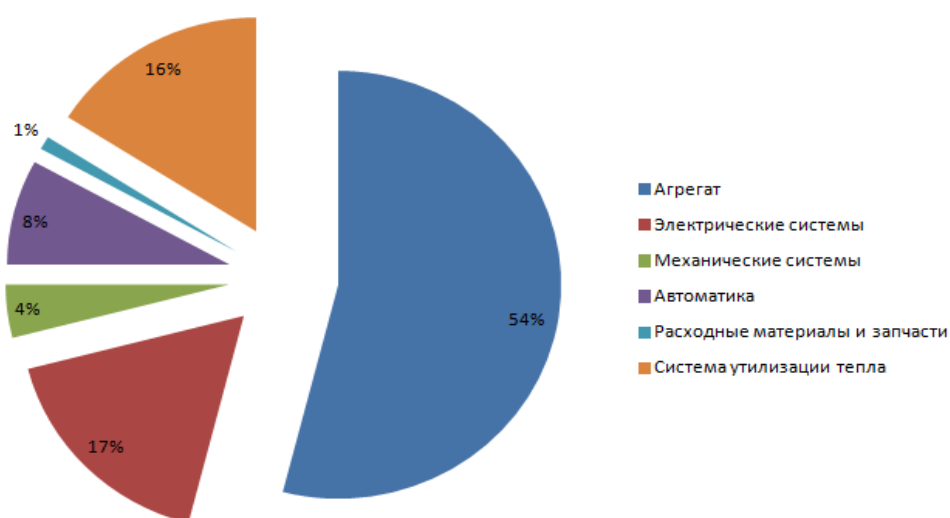


Рисунок 3 – Составляющие стоимости ГПУ, рассчитанных на работу в когенерационном цикле

Окончательная стоимость ГТУ (в отличие от ГПУ) помимо стоимости самого агрегата, вспомогательного оборудования и автоматики учитывает затраты на строительные-монтажные и пусконаладочные работы, инжиниринг, а также переменные затраты подрядчика и заказчика [36].

Структура стоимости ГТУ представлена на рисунке 4.

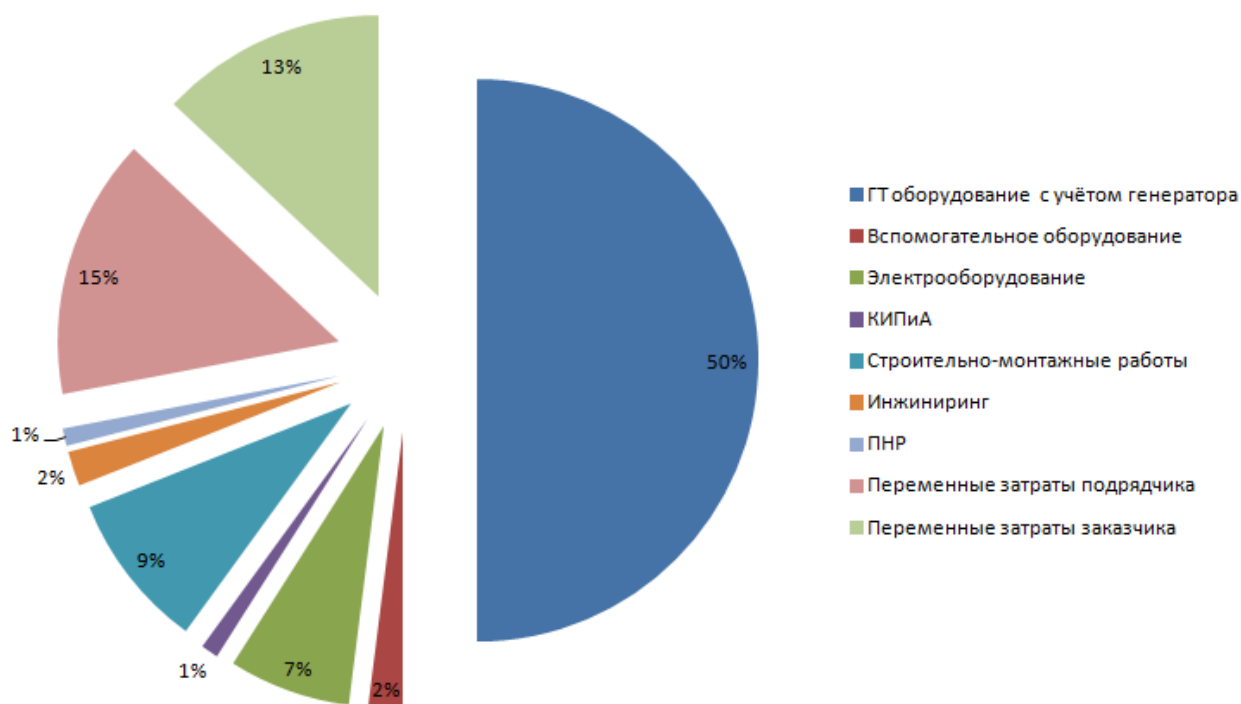


Рисунок 4 – Составляющие стоимости ГТУ до 50 МВт

Удельная стоимость ГТЭС находится в диапазоне 400 – 800 \$ / кВт.

1.4 Принцип работы, отличительные особенности, достоинства и недостатки

1.4.1 Газопоршневые установки

Газопоршневые установки (ГПУ) – это вид энергетического оборудования для локальной генерации ЭЭ. В зависимости от выбранного потребителем комплекта дополнительных устройств и систем установка может работать как в простом (только производство ЭЭ), так и в когенерационном (совместная выработка электрической и тепловой энергии) или тригенерационном цикле (совместная выработка ЭЭ и хладагента) [6], [51].

Ключевыми элементами любой ГПЭС являются газопоршневой двигатель (ГПД) и синхронный генератор переменного тока, расположенные в непосредственной близости друг от друга на рамном основании установки. Валы генератора и двигателя соединены через муфту и сопряжены соосно.

Синхронный генератор состоит из статора с обмоткой переменного тока и ротора, содержащего обмотку возбуждения. Питание на обмотку возбуждения подаётся посредством контактного щёточно-коллекторного механизма.

Газопоршневой двигатель (ГПД) является разновидностью двигателя внутреннего сгорания (работает на газообразном топливе) [47]. В конструктивном плане состоит из корпуса, кривошипно-шатунного и газораспределительного механизма, а также ряда систем (подготовки топливно-воздушной смеси, зажигания, смазки, охлаждения и управления). Принцип действия ГПД основан на эффекте теплового расширения газов при сжигании газообразной смеси (для воспламенения смеси используется искровое высоковольтное зажигание).

Работа ГПД происходит циклически, каждый цикл осуществляется за два оборота коленвала и содержит 4 такта: впуск – сжатие – рабочий ход – выпуск. Подготовленная топливно-воздушная смесь через открытые клапаны газораспределительного механизма подаётся в камеру сгорания (подача обусловлена разряжением смеси, вызванным движением поршня вниз). Далее впускные клапаны закрываются, сжимая смесь в цилиндрах ГПД (число цилиндров зависит непосредственно от мощности самой ГПУ и может достигать 20) [47].

При сгорании топлива в камере образуется большое количество газов, давящих на поршень и перемещающих его вниз. Поступательное движение поршня посредством кривошипно-шатунного механизма преобразуется во вращательное движение коленчатого вала ГПД. Отработавшие газы удаляются из цилиндров, подвергаются очистке, охлаждению и снижению шума (за данные операции отвечает выпускная система).

Ротор синхронного генератора, связанный муфтой с коленвалом ГПД, также приходит в движение. По обмотке возбуждения протекает ток, создающий вращающееся электромагнитное поле, которое в свою очередь индуцирует переменное синусоидальное напряжение в статорной обмотке. Таким образом осуществляется простой цикл работы ГПУ (только выработка ЭЭ).

При когенерационном цикле работы ГПУ совместно с генерацией ЭЭ вырабатывает тепло (горячая вода/пар) [46]. Для реализации данного режима функционирования комплектация установки дополняется системой утилизации тепла (по желанию покупателя). Охлаждающая жидкость (ОЖ) рубашки охлаждения отводит тепло от ГПД, поступает в теплообменник, передавая тепло теплоносителю. Далее (в зависимости от температуры) ОЖ может повторно подаваться в систему охлаждения, либо в теплообменник или же радиатор воздушного охлаждения (за выбор направления движения жидкости отвечают электромеханический термостат и трёхходовой клапан). То есть первичной ступенью утилизации тепловой энергии является теплообменник.

Теплоноситель поступает в водогрейный котёл утилизатор (устанавливается после глушителя), где подогревается за счёт тепла выхлопных газов. В случае запуска ГПД выхлопные газы удаляются через байпас в дымовую трубу. Выработанная установкой тепловая энергия может использоваться на собственные нужды промышленного объекта (в системе отопления или технологическом процессе). КПД ГПУ в режиме когенерации достигает 90 % [51], [46]. В летнее время потребность в тепле значительно уменьшается. Для утилизации вырабатываемой тепловой энергии и получения хладагента система утилизации тепла заменяется чиллерами. Произведённый в чиллерах холод может быть использован в системах кондиционирования. Данный режим работы называется тригенерацией [46].

Нормальная работа любой ГПЭС обеспечивается слаженным функционированием всех конструктивных элементов и вспомогательных

систем, которые в зависимости от модельного ряда (технического мировоззрения производителей) и пожеланий покупателей по комплектации выбранной установки могут различаться. Перечень ключевых систем и модулей ГПУ [19] представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Основные системы и устройства ГПУ

Наименование	Функция (и)	Конструктивные элементы
Система подготовки топливно-воздушной смеси	- Операции по подготовке топлива (смесеобразование, подача, выпуск, надув)	- Воздухоочистители с сухим фильтрующим элементом; - газовый смеситель с трубками Вентури; - Регулируемый клапан дозатор; - Турбокомпрессор; - Двухступенчатый смесительный охладитель; - Дроссельные клапаны; - Выпускные коллекторы (системы отработавшего газа).
Система зажигания	- Воспламенение топливно-воздушной смеси (управление осуществляется микропроцессором)	- Датчики (расположены на маховике и распределительном валу); - Катушки зажигания (для каждого цилиндра); - Свечи.
Система смазки ГПД	- Обеспечение двигателя смазочным маслом	- Насос с предохранительным клапаном; - Водомасляный теплообменник; - Масляный фильтр; - Указатель уровня масла; - Охладитель; - Соединительные разъёмы.
Система пуска	- Запуск ГПД	- Стартер; - АКБ стартера (комплект свинцово-кислотных аккумуляторов); - Устройство контроля напряжения АКБ; - Зарядное оборудование.
Система аварийного охлаждения	- Сброс тепла системы охлаждения ГПД; - Обеспечение бесперебойной работы когенерационного модуля	- Радиатор аварийного охлаждения;

Продолжение таблицы 12

Наименование	Функция (и)	Конструктивные элементы
Система охлаждения второй ступени топливной смеси	- Сброс тепла из второй ступени охлаждения топливной смеси	- Радиатор охлаждения второй ступени.
Система утилизации тепла (по желанию покупателя)	- Полезное использование тепловой энергии выхлопных газов для собственных нужд промышленного объекта	- Водогрейный котёл утилизатор; - Байпас выхлопных газов; - Глушитель; - КИП; - Арматура (запорная и предохранительная); - Трубная обвязка; - Шкаф управления.
Система охлаждения ГПД	- Охлаждение масла и газообразной смеси; - Полезное использование тепловой энергии рубашки охлаждения	- Пластинчатый теплообменник; - Расширительные баки охлаждения ГПД и топливной смеси; - КИП; - Арматура (запорная и предохранительная); - Трёхходовые клапаны (контура воды рубашки, охлаждающей смеси и аварийного охлаждения); - Насосы охлаждения двигателя и второй ступени топливной смеси; - Насос сетевой воды; - Компенсаторы и гибкие шланги; - Несущая рама.
Система вентиляции	- Обеспечение процесса горения топлива; - Удаление тепловых потерь ГПД и генератора	- Металлические жалюзи; - Воздушный фильтр; - Шумоглушитель; - ЭД; - Нагнетающий вентилятор; - Частотный преобразователь ЭД вентилятора.
Система маслохозяйства	- Хранение расходного объёма чистого масла; - Автоматическое пополнение картеров; - Замена масла в картерах	- Бак с чистым маслом; - Электрический насос; - Ручной насос; - Датчик уровня масла; - Запорная арматура; - Несущая рама; - Трубная обвязка; - Шкаф управления.
Панель с генераторным выключателем	- Подключение генераторов и распределение ЭЭ	- Ввод линии генератора; - Выключатель ввода генератора; - Ввод линии от сети; - ТН; - Микропроцессорная РЗ генератора и ТН шин РУ.

Продолжение таблицы 12

Наименование	Функция (и)	Конструктивные элементы
Система управления	<ul style="list-style-type: none"> - Управление всеми системами и ГПУ в целом; - Визуализация параметров по каждому модулю 	<ul style="list-style-type: none"> - Интерфейсные панели; - Шкаф питания вспомогательного оборудования; - Модуль управления.

Достоинства и недостатки газопоршневых установок отражены в таблице 13.

Таблица 13 – Достоинства и недостатки ГПУ

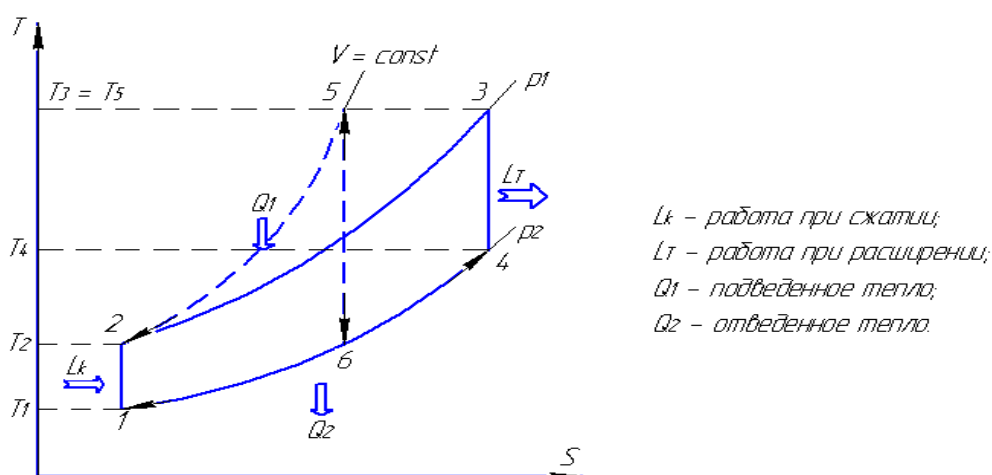
« + »	« - »
<ul style="list-style-type: none"> - Универсальность размещения; - Широкий диапазон номинальных мощностей; - Длительный срок службы (заявленный производителем срок службы 30-35 лет); - Простое конструктивное исполнение, низкие затраты на регламентные и ремонтные работы (в отличие от ГТУ); - Установки применяются для нужд промышленного и частного сектора (используются в качестве альтернативы или дополнения к уже существующему питанию от энергосистемы); - Эксплуатация установки может осуществляться собственным персоналом промышленного объекта; - Совместная выработка ЭЭ и тепла (когенерационный цикл; за счёт эффективного использования ТЭР КПД установки достигает 90 %); - Тригенерация; - Разнообразие газообразного топлива для работы. 	<ul style="list-style-type: none"> - Высокий уровень шума; - Вибрации; - При больших мощностях нагрузки (более 3 МВт) выгоднее использовать ГТУ; - Неполнота каталожных данных по установкам на сайтах официальных производителей; - Высокая ценовая политика отечественных и зарубежных производителей; - Низкий КПД (в простом цикле работы).

1.4.2 Газотурбинные установки

Газотурбинная установка (ГТУ) – энергетическая установка, ключевыми элементами которой являются электрический генератор, компрессор, камера сгорания и, непосредственно, газовая турбина [13]. Нормальная работа любой ГТУ обеспечивается слаженным

функционированием всех конструктивных механизмов, основных (система управления) и вспомогательных систем (смазки, регулирования, подготовки топливно-воздушной смеси, глушения шума, пуска установки, очистки воздуха, охлаждения). В зависимости от назначения и нагрузки потребителей ГТЭС может состоять из одной или нескольких ГТУ.

Газотурбинные установки работают по циклу Брайтона [13]. Сжатие топливно-воздушной смеси осуществляется в компрессоре, сгорание – в камере сгорания, расширение продуктов сгорания – в газовой турбине. На рисунке 5 представлена схема идеального цикла Брайтона.



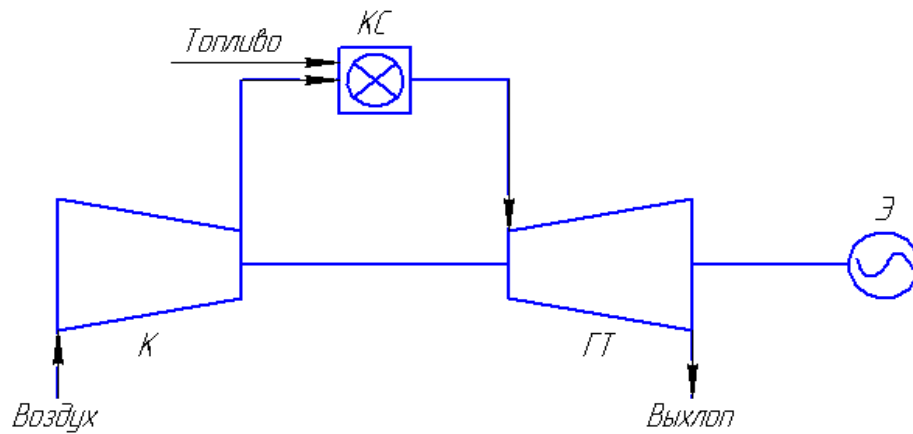
- адиабатическое сжатие (процесс 1-2);
- изобарный подвод теплоты (процесс 2-3);
- изохорный подвод теплоты (процесс 2-5);
- адиабатическое расширение (процессы 3-4 или 5-6);
- изобарный отвод тепла (4-1)

1-2-3-4-1 – подвод теплоты при $p = const$;

1-2-5-6-1 – подвод теплоты при $V = const$.

Рисунок 5 – Идеальный цикл Брайтона

Различают ГПУ непрерывного (работают по циклу Брайтона с подводом теплоты при $p = const$) и прерывистого (цикл Брайтона с подводом теплоты при $V = const$) горения. Принципиальная схема первой разновидности установок представлена на рисунке 6.

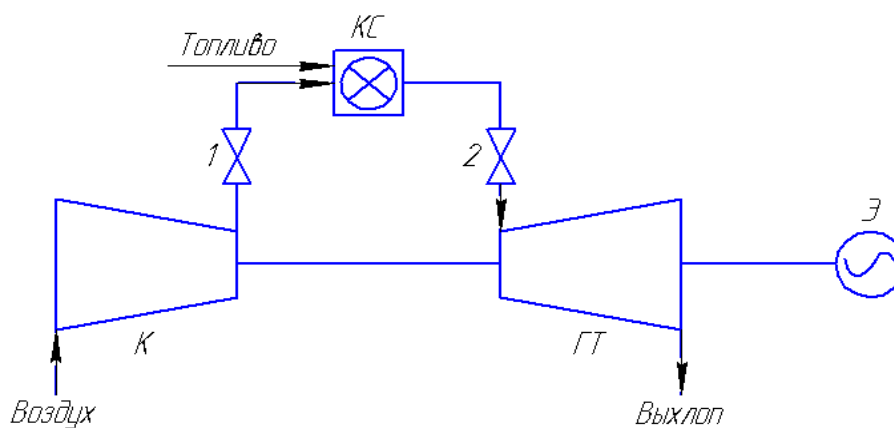


К – компрессор;
ГТ – газовая турбина;
КС – камера сгорания;
Э – электрогенератор.

Рисунок 6 – Схема ГТУ непрерывного горения (цикл Брайтона $p = const$)

Компрессор закачивает атмосферный воздух (при давлении p_1), сжимает его до давления p_2 (за счёт совершения работы L_k) и направляет в камеру сгорания (КС). Также в КС подаётся газообразное топливо (сжигание происходит при $p = const$; $T \uparrow$ от T_2 до T_3). Раскалённая смесь воздуха и продуктов сгорания поступает в турбину, где расширяясь до атмосферного давления приводит в движение её вал. С вала турбины вращательный момент передаётся на ротор генератора, который в свою очередь вырабатывает ЭЭ [47], [13].

На рисунке 7 представлена схема ГТУ прерывистого горения (цикл Брайтона $V = const$).



К – компрессор;
ГТ – газовая турбина;
КС – камера сгорания;
Э – электрогенератор;
 1, 2 – клапаны.

Рисунок 7 – Схема ГТУ прерывистого горения (цикл Брайтона $V = const$)

Компрессор нагнетает воздух через клапан 1 (клапан 2 закрыт; клапан 1 закрывается при $\uparrow P$ в КС до P_2). После этого газообразное топливо подаётся в КС, где и происходит его горение при $V = const$ (давление рабочего тела при этом дополнительно увеличивается). Открывается клапан 2 и раскалённая смесь воздуха и продуктов сгорания топлива поступает в газовую турбину (давление смеси перед турбиной постепенно снижается и при достижении значения атмосферного давления клапан 2 закрывается, а клапан 1 открывается и последовательность действий повторяется). Далее принцип действия установки аналогичен функционированию ГТУ непрерывного горения (открытие и закрытие клапанов осуществляется автоматикой) [13].

С точки зрения термодинамики предпочтение отдаётся работе ГТУ по циклу Брайтона при $V = const$. Однако со стороны исполнения и реализации данный вариант сталкивается с рядом технически нерешённых проблем, обусловленных эффективностью работы установки в достаточно узком

диапазоне начальных и конечных давлений. В результате этого цикл Брайтона $V = const$ находит применение в ряде специфических условий (например, в ракетных двигателях), однако поиски решений существующих трудностей не останавливаются и по сей день [13], [48].

На рисунке 8 представлена схема ГТУ, работающей по регенеративному циклу Брайтона.

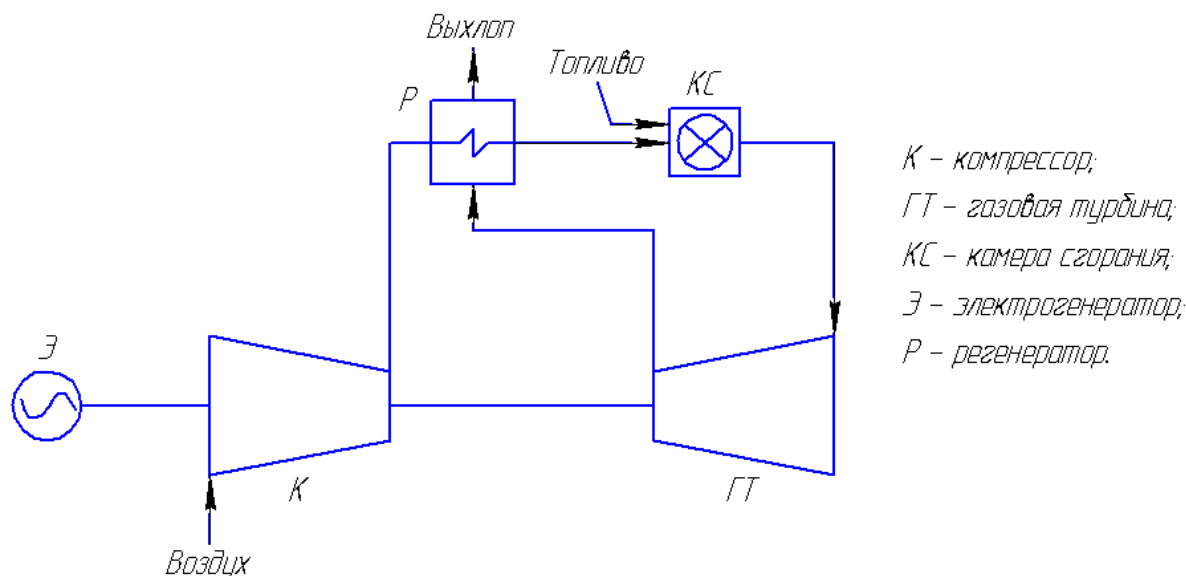


Рисунок 8 – Схема ГТУ, функционирующей по регенеративному циклу

Так как температура газа за турбиной (T_4) выше температуры воздуха после сжатия в компрессоре (T_2) в схеме используется регенератор для подогрева воздуха теплом отработанных газов. Данное решение позволяет сократить расход топлива в процессе изобарного подвода тепла (рисунок 5 процесс 2 – 3).

На рисунке 9 представлена замкнутая схема работы газотурбинной установки. Отсутствие КС в схеме объясняется малым запасом воздуха в ней и невозможностью дальнейшего сгорания топлива при его исчерпании. Исходя из этого тепло подводят в конвективном теплообменнике (ГВТ).

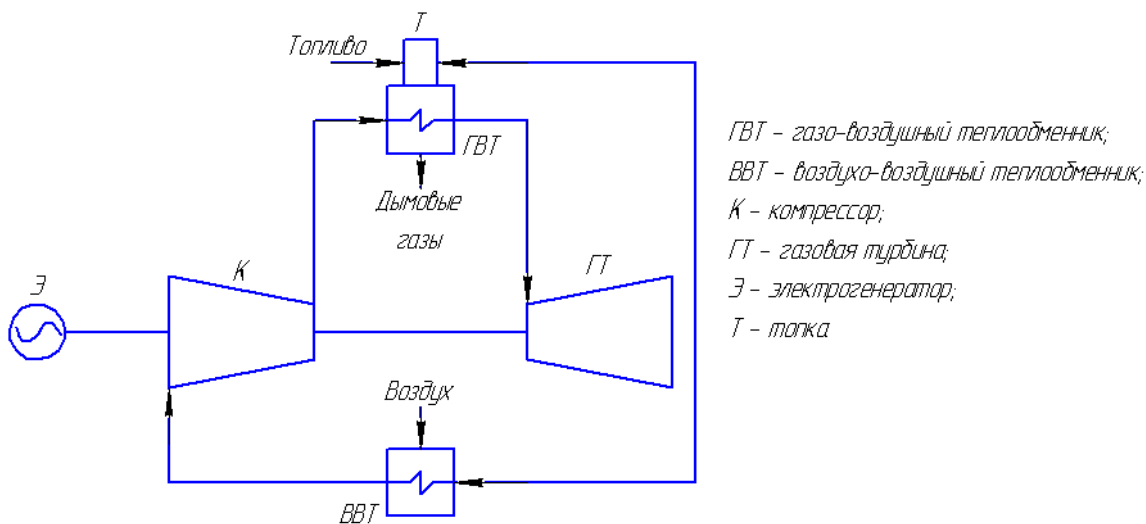


Рисунок 9 – Замкнутая схема работы ГТУ

С целью снижения расхода топлива тепловая энергия топлива используется для подогрева воздуха, подаваемого в топку (процесс подогрева происходит в ВВТ). Преимущество данной схемы заключается в том, что при замкнутом контуре циркуляции может использоваться любое газообразное топливо и давление смеси (P_2) может принимать удобное нам значение [48]. Достоинства и недостатки ГТУ представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Достоинства и недостатки ГТУ

« + »	« - »
<ul style="list-style-type: none"> - Быстрый монтаж и ввод в работу; - Применение в труднодоступных районах и разных погодных условиях; - Отсутствие токсичных выбросов; - Низкая вибрация при работе (в отличие от ГПУ); - Актуальность использования в рамках крупных объектов промышленности, сельского хозяйства и нефтегазового комплекса; - Режим когенерации (вырабатываемая тепловая мощность ГТУ в 2 раза превышает электрическую мощность); - Высокая износостойкость узлов и механизмов; - Неприхотливость к используемому топливу (все существующее газообразное топливо; возможна работа на дизельном топливе). 	<ul style="list-style-type: none"> - Ценовая политика производителей; - Неполнота официальных каталожных данных (ограниченность доступной информации и технических параметров); - Высокий уровень шума (с ростом мощности турбины); - Удорожание установки из-за использования жаростойких материалов и системы охлаждения мест, подверженных сильному нагреву; - Низкая адаптивность к различным режимам и уровням нагрузки (ГТУ работают практически на постоянной мощности); - Сложное конструктивное исполнение.

1.5 Исходные данные для расчёта окупаемости установок

Для разработки методики расчёта срока окупаемости собственных источников локальной генерации электроэнергии и тепла используем каталожные данные отечественных (ООО «Федвиг» [12], ООО «Синтур-НТ» [34], ОАО «ВДМ» [32], ОАО «РУМО» [33]) и зарубежных (FG Wilson [49], Tedom [16], Siemens [54], MWM [7]) производителей ГПУ, а также ключевого отечественного (ОАО «Авиадвигатель» [10]) и зарубежного (Siemens) производителя ГТУ. Данный выбор обусловлен наличием подробной информации и паспортных характеристик на официальных сайтах компаний.

Исходными данными для определения периода окупаемости ГПУ являются следующие параметры [30]:

- $C_{ГПУ}$ - полная стоимость (показатель, учитывающий собственную стоимость установки, а также: стоимость вспомогательного оборудования и комплектующих, доставку, монтаж, пуско-наладочные работы и запуск, синхронизацию с сетью и приобретение всепогодного контейнера для наружного размещения ГПУ; НДС), млн. руб.;
- $T_{замены}$ - периодичность замены масла и ГСМ, м.ч. (указывается производителем в паспортных данных для каждой установки модельного ряда);
- $P_{теп.}$ - тепловая мощность ГПУ (количество тепловой энергии, выделяющейся при сжигании топливно-газообразной смеси), кВт;
- $V_{зам. масла}$ - объём заменяемого масла, m^3 (указывается производителем в паспортных данных для каждой установки модельного ряда);
- $C_{запчастей}$ - стоимость запасных частей и комплектующих для ГПУ, млн.руб.;
- $V_{газа}$ - объём газа, при сжигании которого выделяется та же тепловая энергия, соответствующая паспортному значению тепловой мощности

ГПУ (в расчетах газ приведён к н.у.; параметр $V_{газа}$ определяется аналитическим путём), $нм^3$;

- $R_{газа}$ - расход газа, $нм^3/ч$ (величина, характеризующая производительность установки, указывается производителем для каждой установки модельного ряда; $нм^3/ч$ - внесистемная единица измерения скорости потока газа, приведённая к н.у.);
- $C_{рег. работ}$ - стоимость профилактических сервисных работ с учётом возможности полного ремонта оборудования, млн. руб.;
- $T_{кап. ремонта}$ - ресурс работы до капитального ремонта, м.ч. (указывается производителем в паспортных данных для каждой установки модельного ряда; для газопоршневых агрегатов данный параметр лежит в интервале от 40000 до 64000 м.ч., для газотурбинных – равен 120000 м.ч.).

На основании сбора и систематизации каталожной информации были составлены сводные ведомости исходных данных по рассматриваемым установкам, представленные в таблицах 15 – 24.

Таблица 15 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ ООО «Федвиг»

	100 кВт	150 кВт	200 кВт	250 кВт	300 кВт	450 кВт	500 кВт	650 кВт	700 кВт	750 кВт	1000 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	8,20	10,03	11,53	13,40	15,21	20,46	23,39	28,17	30,14	32,30	41,20
$T_{замены}$, м.ч.	1250										
$P_{теп.}$, кВт	140	180	240	296	355	532	592	770	828	910	1183
$V_{газа}$, м ³	16	23	29,4	36,5	43	50	62	93	100	108	130
$R_{газа}$, м ³ /ч	26	39	52	65	77	105	120	166	178	190	230
$V_{зам. масла}$, м ³	24	35	46	58	70	105	116	151	163	170	232
$C_{запчастей}$, млн. руб.	3,94	4,82	5,53	6,43	7,30	9,82	11,23	13,52	14,47	16,30	19,00
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,45	0,55	0,64	0,74	0,84	1,13	1,29	1,55	1,66	1,80	2,27
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	40000										

Таблица 16 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ ОАО «ВДМ»

	135 кВт	250 кВт	400 кВт	500 кВт	625 кВт	800 кВт	1000 кВт	1225 кВт	1480 кВт	2000 кВт	3250 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	7,50	12,80	18,56	24,71	27,30	35,30	41,50	50,84	61,42	80,00	137,88
$T_{замены}$, м.ч.	2000										
$P_{теп.}$, кВт	165	264	553	611	670	870	1183	1447	2057	2366	3822
$V_{газа}$, нм ³	18,8	32,5	52	64	81	103	130	159	226	260	420
$R_{газа}$, нм ³ /ч	28	54	91	114	148	191	243	298	385	492	798
$V_{зам. масла}$, м ³	30,5	56,5	91	113	141	181	226	278	334	450	734,5
$C_{запчастей}$, млн. руб.	3,60	6,14	8,91	11,86	13,00	16,94	19,92	24,40	29,48	39,64	64,74
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,41	0,70	1,02	1,35	1,50	1,93	2,27	2,79	3,37	4,56	7,39
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	56000										

Таблица 17 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ FG Wilson

	48 кВт	60 кВт	80 кВт	100 кВт	192 кВт	276 кВт	380 кВт	600 кВт	800 кВт	900 кВт	1000 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	3,40	4,32	6,16	8,65	11,67	13,80	19,50	27,90	33,60	38,40	42,60
$T_{замены}$, м.ч.	1250										
$P_{теп.}$, кВт	53	63	91	114	204	296	525	646	874	1074	1192
$V_{газа}$, м ³	6	7,2	10,4	13	25	35,8	49,4	78	103,5	118	131
$R_{газа}$, м ³ /ч	15	17,4	22,7	25,5	49	70,4	95,9	151	202	227	252
$V_{зам. масла}$, м ³	12	14,7	19	24	46	66	91	144	192	216	240
$C_{запчастей}$, млн. руб.	1,63	2,07	2,96	4,15	5,60	6,62	9,36	13,39	16,13	18,44	20,21
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,19	0,24	0,34	0,47	0,64	0,76	1,07	1,53	1,78	2,10	2,31
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	48000										

Таблица 18 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ Tedom

	100 кВт	150 кВт	302 кВт	412 кВт	514 кВт	785 кВт	1050 кВт	1608 кВт	2010 кВт	2900 кВт	3891 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	7,80	9,50	16,60	19,50	25,40	33,00	40,40	67,30	74,80	125,00	нет данных, установка изготавливается под заказ
$T_{замены}$, м.ч.	2250										
$P_{теп.}$, кВт	158	180	355	510	601	927	1201	2212	2366	3740	
$V_{газа}$, нм ³	18	23	43	48	63	110	132	243	260	411	
$R_{газа}$, нм ³ /ч	31	43	82	105	130	195	255	438	500	762	
$V_{зам. масла}$, м ³	35	45	75	115	130	180	235	350	420	700	
$C_{запчастей}$, млн. руб.	3,70	4,46	8,00	9,00	12,25	15,86	19,60	32,33	35,90	60,00	
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,45	0,51	0,91	1,03	1,40	1,85	2,20	3,70	4,10	6,80	
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	56000										

Таблица 19 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ Siemens

	143 кВт	264 кВт	405 кВт	501 кВт	610 кВт	702 кВт	811 кВт	954 кВт	1025 кВт	1204 кВт	2012 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	12,10	14,00	21,00	24,80	28,50	30,90	34,50	38,40	42,40	47,80	74,40
$T_{замены}$, м.ч.	2000										
$P_{теп.}$, кВт	171	268	543	616	678	787	874	935	1192	1429	2366
$V_{газа}$, нм ³	19,5	33	53	64,5	82	95	103,5	111	131	157	260
$R_{газа}$, нм ³ /ч	38	70	92	116	146	172	196	226	250	315	505
$V_{зам. масла}$, м ³	40	70	100	120	155	190	195	215	240	270	430
$C_{запчастей}$, млн. руб.	5,80	6,50	10,30	11,80	13,68	14,80	16,60	18,30	20,40	22,85	35,60
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,66	0,75	1,15	1,38	1,56	1,67	1,80	2,00	2,25	2,52	4,00
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	60000										

Таблица 20 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ ООО «Синтур-НТ»

	75 кВт	100 кВт	180 кВт	200 кВт	250 кВт	300 кВт	360 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	4,27	7,30	10,25	12,00	13,70	15,45	18,54
$T_{замены}$, м.ч.	1250						
$P_{теп.}$, кВт	88	123	212	223	296	347	510
$V_{газа}$, $нм^3$	10	14	26	27,3	35,8	42	48
$R_{газа}$, $нм^3/ч$	20,6	25,5	47,6	50	64	76	89
$V_{зам. масла}$, $м^3$	17,5	26	42	50	62	76	85
$C_{запчастей}$, млн. руб.	2,05	3,60	4,44	5,76	6,57	7,30	8,80
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	0,24	0,44	0,51	0,66	0,75	0,81	0,88
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	40000						

Таблица 21 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ MWM

	400 кВт	600 кВт	800 кВт	1200 кВт	1560 кВт	2000 кВт	3333 кВт	4300 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	20,00	26,90	33,70	45,80	64,00	77,30	нет данных, установки изготавливаются под заказ	
$T_{замены}$, м.ч.	2000							
$P_{теп.}$, кВт	543	737	893	1429	2103	2384		
$V_{газа}$, $нм^3$	51	89	106	157	231	262		
$R_{газа}$, $нм^3/ч$	91	152	197	318	408	505		
$V_{зам. масла}$, $м^3$	110	140	175	250	350	470		
$C_{запчастей}$, млн. руб.	9,50	12,70	16,40	22,00	30,70	37,10		
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	1,10	1,40	2,10	2,50	3,50	4,23		
$T_{кап. рем.}$	64000							

Таблица 22 – Каталожные данные модельного ряда ГПУ ОАО «РУМО»

	500 кВт	630 кВт	750 кВт	800 кВт	1000 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	21,00	26,40	30,00	31,80	39,60
$T_{замены}$, м.ч.	1500				
$P_{теп.}$, кВт	640	674	812	862	1174
$V_{газа}$, $нм^3$	67	81,5	98	102	129
$R_{газа}$, $нм^3/ч$	130	161	193	203	238
$V_{зам. масла}$, $м^3$	122	150	160	180	210
$C_{запчастей}$, млн. руб.	10,00	12,70	14,30	15,20	19,50
$C_{рег. работ}$, млн. руб.	1,15	1,40	1,60	1,75	2,20
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	48000				

Таблица 23 – Каталожные данные модельного ряда ГТУ ОАО «Авиадвигатель»

	2500 кВт	4130 кВт	6140 кВт	12300 кВт	16300 кВт	23000 кВт
$C_{ГТУ}$, млн. руб.	66,00	110,10	164,69	331,92	442,80	627,38
Топливо	природный газ, $Q_H^P = 46916 \text{ кДж/кг}$					
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	120000					

Таблица 24 – Каталожные данные модельного ряда ГТУ Siemens

	5250 кВт	6750 кВт	7900 кВт	12900 кВт	17180 кВт	24770 кВт	31210 кВт	47000 кВт
$C_{ГПУ}$, млн. руб.	141,0	182,0	213,61	349,91	463,25	675,37	857,06	1295,03
Топливо	природный газ, $Q_H^P = 46916 \text{ кДж/кг}$							
$T_{кап. рем.}$, м.ч.	120000							

Выводы по разделу 1

Представлены результаты решения первой задачи магистерской диссертации, заключающейся в сборе и систематизации имеющейся информации по ГПУ и ГТУ, а именно:

- Произведён анализ сфер применения и изучена реализация технических проектов по установке мини-ТЭЦ на реально функционирующих объектах;
- Систематизирована информация по продукции отечественных и зарубежных производителей и поставщикам;
- Произведён мониторинг ценовой политики производителей;
- Изучен принцип работы, режимы функционирования и отличительные особенности газопоршневых и газотурбинных установок;
- Выполнен сбор каталожной информации для разработки методики технико-экономического анализа срока окупаемости когенерационных установок, составлены сводные ведомости исходных данных.

2 Оценка эффективности капиталовложений потребителей

Оценка эффективности капиталовложений потребителей производится на основании результатов предварительно проведённого технико-экономического анализа. Применение программно-реализованной методики расчёта позволит наработать необходимую теоретическую базу, получить первичные экспериментальные данные, оценить адекватность полученных результатов и возможность дальнейшего использования разработанного алгоритма.

Второй раздел магистерской диссертации посвящён разработке методики технико-экономического анализа эффективности капиталовложений потребителей в источники локальной генерации ЭЭ и тепла, а также автоматизации вычислительного процесса (решению второй и третьей задач диссертационного исследования).

2.1 Разработка методики технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок

На первом этапе необходимо выполнить расчет финансовых затрат на газ ($Z_{газ}$, руб./кВт·ч), которые определяются из выражения:

$$Z_{газ} = \frac{R_{газа} \cdot C_{1м^3}}{P_{ГПУ}}, \quad (1)$$

где $R_{газа}$ – расход газа, $м^3 / ч$;

$C_{1м^3}$ – стоимость 1 $м^3$ газа (с учётом НДС и доставки), руб.;

$P_{ГПУ}$ – мощность ГПУ, кВт.

Так как в процессе эксплуатации, необходимо проведение регулярных технических обслуживаний (ТО) установки, необходимо учесть их стоимость в общем сроке окупаемости, так как эти затраты напрямую отразятся на увеличении этого срока. Одним из финансовых затрат на ТО, являются затраты на замену масла ($Z_{\text{масло}}$, руб./кВт·ч), которые определяются по выражению:

$$Z_{\text{масло}} = \frac{V_{\text{зам. масла}} \cdot C_{1\text{л масла}}}{T_{\text{замены}} \cdot P_{\text{ГПУ}}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{зам. масла}}$ – объём заменяемого масла, л;

$C_{1\text{л масла}}$ – стоимость 1 л масла, руб.;

$T_{\text{замены}}$ – периодичность замены масла, м.ч.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт.

В процессе эксплуатации любой установки на основе двигателя внутреннего сгорания, независимо от типа топлива, происходит угар масла и необходима периодическая доливка масла, то эти финансовые затраты по отношению на кВт вырабатываемой мощности ($Z_{\text{угар масла}}$, руб./кВт·ч) будут определяться по выражению:

$$Z_{\text{угар масла}} = \frac{V_{\text{угар}} \cdot C_{1\text{л масла}}}{1000}, \quad (3)$$

где $V_{\text{угар}}$ – объём угара масла, л;

$C_{1\text{л масла}}$ – стоимость 1 л масла, руб.

Затраты на запасные части с учётом капитального ремонта когенерационной установки определяются по выражению:

$$Z_{\text{запчасти и ремонт}} = \frac{C_{\text{запчастей}}}{T_{\text{капремонта}} \cdot P_{\text{ГПУ}}}, \quad (4)$$

где $C_{\text{запчастей}}$ – стоимость запчастей, руб.;

$T_{\text{капремонта}}$ – периодичность кап. ремонта, м.ч.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт.

Финансовые затраты на регламентные сервисные работы ($Z_{\text{сервис.обслуж.}}$, руб./кВт·ч) определяются как:

$$Z_{\text{сервис.обслуж.}} = \frac{C_{\text{рег. работ}}}{T_{\text{капремонта}} \cdot P_{\text{ГПУ}}}, \quad (5)$$

где $C_{\text{рег. работ}}$ – стоимость регламентных сервисных работ, руб.;

$T_{\text{капремонта}}$ – периодичность кап. ремонта, м.ч.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт.

Так же в расчет срока окупаемости необходимо внести затраты, обусловленные налогом на имущество ($Z_{\text{налог}}$, руб./кВт·ч), которые определяются по выражению:

$$Z_{\text{налог}} = \frac{C_{\text{ГПУ}} \cdot 2,2\%}{100\% \cdot P_{\text{ГПУ}} \cdot T_{\text{м.ч./год}}}, \quad (6)$$

где $C_{\text{ГПУ}}$ – полная стоимость ГПУ, руб.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт;

$T_{\text{м.ч./год}}$ – количество рабочих м.ч. за 1 год.

Амортизационные отчисления ($Z_{\text{амортизация}}$, руб./кВт·ч) составят:

$$Z_{\text{амортизация}} = \frac{C_{\text{ГПУ}}}{T_{3-x \text{ кап.ремонтов}} \cdot P_{\text{ГПУ}}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{ГПУ}}$ – полная стоимость ГПУ, руб.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт;

$T_{3-x \text{ кап.ремонтов}}$ – периодичность трёх кап. ремонтов, м.ч..

Для учёта возможности использования вырабатываемой ГПУ тепловой энергии и использования ее на собственные нужды предприятия, вводится условная величина – тепловая поправка ($Z_{\text{поправка}}$, руб./кВт·ч), которая определяется по выражению [30]:

$$Z_{\text{поправка}} = \frac{V_{\text{газа}} \cdot C_{1 \text{ м}^3}}{P_{\text{ГПУ}}}, \quad (8)$$

где $V_{\text{газа}}$ – объём газа для получения тепловой энергии, м³;

$C_{1 \text{ м}^3}$ – стоимость 1 м³ газа (с учётом НДС и доставки), руб.;

$P_{\text{ГПУ}}$ – мощность ГПУ, кВт.

Себестоимость ГПУ (C_1 , руб./кВт·ч) определяется, как сумма ранее найденных финансовых затрат:

$$C_1 = Z_{\text{газ}} + Z_{\text{масло}} + Z_{\text{угар масла}} + Z_{\text{запчасти и ремонт}} + Z_{\text{сервис.обслуж.}} + Z_{\text{налог}} + Z_{\text{амортизация}}, \quad (9)$$

а с учетом найденной тепловой поправки (C_2 , руб./кВт·ч):

$$C_2 = C_1 - 3_{\text{поправка}} \cdot \quad (10)$$

Далее необходимо определить разность между стоимостью электрической энергии покупаемой у энергоснабжающей организации и электрической энергии собственного производства (ΔC , руб./кВт·ч) по выражению:

$$\Delta C = C_{\text{покуп.ЭЭ}} - C_2 \cdot \quad (11)$$

Тогда экономия за год (\mathcal{E} , руб.) будет определяться по выражению:

$$\mathcal{E} = \Delta C \cdot T_{\text{м.ч./год}} \cdot P_{\text{ГПУ}}, \quad (12)$$

а срок окупаемости ГПУ равен:

$$T_{\text{окуп-ти}} = \frac{C_{\text{ГПУ}}}{\mathcal{E}} \text{ (лет)}, \quad (13)$$

где $C_{\text{ГПУ}}$ – полная стоимость ГПУ, руб.;

\mathcal{E} – экономия за 1 год, руб.

Структура методики технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок представлена на рисунке 10.

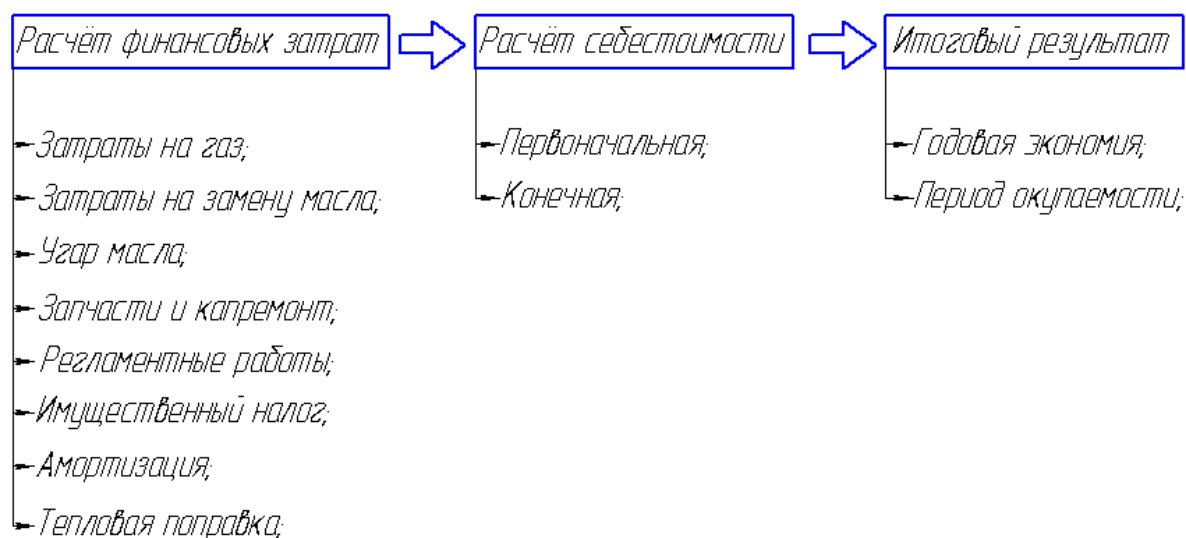


Рисунок 10 – Структура разработанной методики

Реальный срок окупаемости собственного источника питания зависит от множества факторов, учёт которых в аналитическом расчёте не всегда возможен и реализуем. Применение разработанной методики позволит получить результаты, необходимые для проведения полного технико-экономического анализа возможности внедрения собственных источников генерации на промышленные объекты [30].

2.2 Программная реализация расчётного алгоритма в Microsoft Office Excel

Для упрощения вычислений и автоматизации расчётного процесса по ранее разработанной методике (см. раздел 2.1) в МО Excel была составлена программа, интерфейс которой представлен на рисунке 11.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2	Исходные данные													
3	Стоимость 1 м ³ газа, руб							Стоимость зап. частей, руб						
4	Стоимость 1 кВтч ЭЭ, руб							Ресурс работы до кап. ремонта, м.ч.						
5	Стоимость 1000 м ³ газа, руб							Стоимость сервисных работ, руб						
6	Стоимость 1 л масла, руб							Для записок						
7	Кол-во рабочих м.ч. за 1 год													
8	Величина НДС, %													
9	Полная стоимость ГПУ													
10	Периодичность замены масла													
11	Тепловая мощность, кВт													
12	V _г для получ. тепла, нм ³													
13	Налог на имущество, %													
14	Расход газа, нм ³ /ч													
15	Мощность установки, кВт													
16	V _{замен. масла} , м ³													
17	Расчёт окупаемости													
18	Финансовые затраты на газ, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
19	Финансовые затраты на замену масла, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
20	Финансовые затраты на угар масла, руб/кВтч							0,000						
21	Затраты на запчасти с учётом кап. ремонта, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
22	Финансовые затраты на регламентные сервисные работы, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
23	Финансовые затраты из-за имуществ. налога, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
24	Амортизационные отчисления, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
25	Тепловая поправка, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
26	Себестоимость ГПУ без тепловой поправки, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
27	Себестоимость ГПУ с учётом тепловой поправки, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
28	Разность между покупной и производимой ЭЭ, руб/кВтч							#ДЕЛ/0!						
29	Экономия за 1 год, руб							#ДЕЛ/0!						
30	Срок окупаемости, лет													

Рисунок 11 – Интерфейс программы

Интерфейс программы содержит ячейки для ввода исходных данных, свободное место для записок, результаты расчёта финансовых затрат и срок окупаемости установки. Исходные данные задаются пользователем на основании технической документации, каталожной информации с сайтов официальных производителей ГПУ, а также общедоступных справочных данных [30], [25]. Недостающие параметры по интересующей потребителя установке определяются путём анализа технических характеристик схожих агрегатов и аналитически. При этом алгоритм программы подстраивается под нововведённые исходные данные, что позволяет проводить технико-экономический анализ целого модельного ряда. Полученные результаты можно вывести на печать (в виде сводной ведомости, аналогичной рисунку 11) или использовать в электронном виде.

Во избежание роста величины погрешности (от невозможности учёта систематического изменения стоимости 1 кВт·ч электрической энергии, обусловленного временем суток, временем года, наличием рабочих смен и разнообразием мощностей нагрузок производственного сектора) и минимизации её влияния на итоговый результат было принято решение использовать среднеарифметическое значение тарифной ставки на электроэнергию для промышленных предприятий [22], [21]. Также была произведена отладка алгоритма программы, позволяющая учитывать зависимость себестоимости установки от заданной стоимости 1 кВт·ч ЭЭ. Изначально при составлении методики расчёта срока окупаемости в программу было задано значение тарифной ставки на ЭЭ – 4 руб. за 1 кВт·ч. После модернизации вычислительного процесса программа увеличивает величину себестоимости ГПУ (ГТУ) на процентную разность между заданной тарифной ставкой на электроэнергию (вводимой пользователем на основании официальных данных) и базисным значением (4 руб.), что позволяет получить более точный итоговый результат [20], [45].

Для проверки работоспособности составленной программы в качестве примера был произведён анализ срока окупаемости ГПУ 100 кВт отечественного производства (завод энергетического оборудования ООО «Федвиг»). Результаты анализа представлены на рисунке 12.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
1															
2	Исходные данные														
3	Стоимость 1 м ³ газа, руб				20		0,41	Стоимость зап. частей, руб					3940000		
4	Стоимость 1 кВтч ЭЭ, руб				5,64			Ресурс работы до кап. ремонта, м.ч.						40000	
5	Стоимость 1000 м ³ газа, руб				20000			Стоимость сервисных работ, руб						450000	
6	Стоимость 1 л масла, руб				230			Для заметок							
7	Кол-во рабочих м.ч. за 1 год				8000										
8	Величина НДС, %				20										
9	Полная стоимость ГПУ, руб				8200000										
10	Периодичность замены масла				1250										
11	Тепловая мощность, кВт				140										
12	V _г для получ. тепла, нм ³				16										
13	Налог на имущество, %				2,2										
14	Расход газа, нм ³ /ч				26										
15	Мощность установки, кВт				100										
16	V _{замен. масла} , м ³				24										
17	Расчёт окупаемости														
18	Финансовые затраты на газ, руб/кВтч										5,200				
19	Финансовые затраты на замену масла, руб/кВтч										0,044				
20	Финансовые затраты на угар масла, руб/кВтч										0,046				
21	Затраты на запчасти с учётом кап. ремонта, руб/кВтч										0,985				
22	Финансовые затраты на регламентные сервисные работы, руб/кВтч										0,113				
23	Финансовые затраты из-за имуществ. налога, руб/кВтч										0,226				
24	Амортизационные отчисления, руб/кВтч										0,683				
25	Тепловая поправка, руб/кВтч										3,200				
26	Себестоимость ГПУ без тепловой поправки, руб/кВтч										10,288				
27	Себестоимость ГПУ с учётом тепловой поправки, руб/кВтч										7,088				
28	Разность между покупной и производимой ЭЭ, руб/кВтч										1,448				
29	Экономия за 1 год, руб										1158444,48				
30	Срок окупаемости, лет										7,08				

Рисунок 12 – Проверка работоспособности программы

Полученные значения совпадают с результатами ручного расчёта, что свидетельствует об отсутствии ошибок в алгоритме программы и соответствии разработанной методике.

2.3 Программная реализация расчётного алгоритма в Delphi 7

Delphi 7 – это объектно-ориентированный, высокоуровневый язык программирования, используемый для написания прикладного ПО [45]. Решение о создании расчётного приложения в Delphi 7 обусловлено простотой, наглядностью и универсальностью (подходит как для обучающихся, так и для продвинутых специалистов) данного языка.

Интерфейс разработанной программы для ЭВМ представлен на рисунке 13. Рабочее окно программы содержит ячейки для ввода исходных

параметров, столбцы вспомогательных вычислений (расчёт финансовых затрат и себестоимости ГПУ), а также итоговый результат (величина годовой экономии и период окупаемости). Вывод информации осуществляется с помощью соответствующих кнопок, позволяющих пользователю оперативно определить интересующее его значение.

The screenshot shows a software window titled 'Form1' with the subtitle 'Исходные данные' (Initial Data). It contains two columns of input fields for various parameters. Below the input fields, there are three main calculation sections: 'Расчёт финансовых затрат:' (Calculation of financial costs), 'Расчёт себестоимости ГПУ:' (Calculation of GPP unit cost), and 'Итог:' (Result). Each section contains several buttons for selecting specific calculation options.

Parameter	Unit
Стоимость 1 м ³ газа, руб.	руб.
Стоимость 1 кВтч ЭЭ, руб.	руб.
Стоимость 1 л масла, руб.	руб.
Кол-во рабочих м.ч. за 1 год	м.ч.
Полная стоимость ГПУ, руб.	руб.
Периодичность замены масла, м.ч.	м.ч.
Стоимость сервисных работ, руб.	руб.
Уг для получ. тепла, м ³	м ³
Налог на имущество, %	%
Расход газа, м ³ /ч	м ³ /ч
Мощность установки, кВт	кВт
У замен. масла, л	л
Стоимость зап. частей, руб.	руб.
Ресурс работы до кап. ремонта, м.ч.	м.ч.

Section	Calculation Option
Расчёт финансовых затрат:	Газ
	Замена масла
	Угар масла
	Зап. части с учётом к. р.
Расчёт себестоимости ГПУ:	Без теп. поправки (C1)
	С теп. поправкой (C2)
	С покуп. ээ - C2
Итог:	Рег. сервис. работы
	Имуш. налог
	Амортизация
	Э поправка
Final Results	Годовая экономия
	Срок окупаемости

Рисунок 13 – Интерфейс расчётного приложения

Работоспособность приложения (правильность написания программного кода) подтверждена результатами анализа срока окупаемости ГПУ 100 кВт (ООО «Федвиг»), представленными на рисунке 14.

Form1

Исходные данные

Стоимость 1 м ³ газа, руб.	20	Уг для получ. тепла, м ³	16
Стоимость 1 кВтч ЭЭ, руб.	5,64	Налог на имущество, %	2,2
Стоимость 1 л масла, руб.	230	Расход газа, м ³ /ч	26
Кол-во рабочих м.ч. за 1 год	8000	Мощность установки, кВт	100
Полная стоимость ГПУ, руб.	8200000	У замен. масла, л	24
Периодичность замены масла, м.ч.	1250	Стоимость зап. частей, руб.	3940000
Стоимость сервисных работ, руб.	450000	кап. ремонта, м.ч.	40000

Calculation of the payback period of g... x

Период окупаемости: 7,07845748464355лет

OK

Расчёт финансовых затрат:

Расчёт себестоимости ГПУ:

Итого:

Газ	Рег. сервис. работы	Без теп. поправки (C1)	Годовая экономия
Замена масла	Имуш. налог	С теп. поправкой (C2)	Срок окупаемости
Угар масла	Амортизация	С покуп. ээ - C2	
Зап. части с учётом к. р.	Э поправка		

Рисунок 14 – Подтверждение работоспособности расчётного приложения

2.4 Методика технико-экономического анализа окупаемости газотурбинных установок

В основу расчётного алгоритма положена методика технико-экономического обоснования создания ТЭС, представленная в учебно-методическом пособии [2], согласно которому:

- 1) Проектный расход топлива ($кг / с$) на одну ГТУ равен:

$$B_{ГТУ} = \frac{P_{ГТУ}}{Q_H^P \cdot \eta_{эл}}, \quad (14)$$

где $P_{ГТУ}$ – мощность ГТУ, кВт;

Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг

($Q_H^P = 46916$ кДж/кг – для природного газа);

$\eta_{эл}$ – электрический КПД ГТУ, % (при отсутствии полной информации по установке принимается $\eta_{эл} = 33,1\%$).

Число часов фактической работы агрегата (ч/год) определяется по выражению:

$$T_p = 8760 - T_{рем}, \quad (15)$$

где $T_{рем}$ – время ремонта ГТУ, ч, в расчёте принимается

$$T_{рем} = 3 \cdot 482 = 1446 \text{ ч}.$$

Годовая выработка ЭЭ составляет:

$$W = P_{ГТУ} \cdot T_{уст} \text{ (МВт} \cdot \text{ч)}, \quad (16)$$

где $T_{уст}$ – период работы с установленной мощностью (допущение:

$$T_{уст} = 7000 \text{ ч}).$$

Для расчёта годового расхода топлива (т/год) в установившемся режиме используется выражение:

$$B_{уст} = B_{ГТУ} \cdot n_{ГТУ} \cdot 3,6 \cdot T_p \cdot n_{блоков}, \quad (17)$$

где $B_{ГТУ}$ – проектный расход топлива на одну ГТУ, кг/с;

$n_{ГТУ}$ – количество установок, шт.

T_p – число часов фактической работы агрегата, ч/год;

$n_{\text{блоков}}$ – количество блоков, шт.

Расход условного топлива составляет (*т.у.т./год*):

$$B = B_{уст} + B_{неуст}, \quad (18)$$

где $B_{уст}$ – расход топлива в установившемся режиме, *т/год*;

$B_{неуст}$ – расход топлива в неуставившемся режиме, *т.у.т./год*

(для ГТУ, работающих на природном газе, вводится допущение:

$B_{неуст} = 0$).

Годовой расход натурального топлива (*тыс. м³/год*) определяется по выражению:

$$V_{нат} = \frac{B \cdot 29330}{Q_n^P \cdot \rho_{газа}}, \quad (19)$$

где B – расход условного топлива, *т.у.т./год*;

Q_n^P – низшая теплота сгорания топлива, *кДж/кг*

($Q_n^P = 46916$ *кДж/кг* – для природного газа);

$\rho_{газа}$ – плотность газа, *кг/м³* ($\rho_{\text{природного газа}} = 0,762$ *кг/м³*);

29330 *кДж* – теплота сгорания 1 *кг* (1 *м³*) условного топлива.

На основании найденных параметров определяется величина годовых затрат на топливо (*млн. руб./год*):

$$U_T = Ц \cdot V_{нат} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_L}{100}\right) \cdot 10^{-6}, \quad (20)$$

где C – стоимость топлива, *руб./ тыс. м³* (определяется на основании общедоступной информации);

$V_{\text{нат}}$ – годовой расход натурального топлива, *тыс. м³ / год*;

α_L – справочный коэффициент, учитывающий потери топлива в пределах норм естественной убыли (для природного газа: $\alpha_L = 0$).

2) Расходы на заработную плату персоналу (*млн. руб./ год*) определяются по выражению:

$$U_{ЗП} = P_{ГТУ} \cdot n_y \cdot \Phi_{ЗП} \cdot \left(1 + \frac{ECH}{100}\right) \cdot 10^{-6}, \quad (21)$$

где $P_{ГТУ}$ – мощность ГТУ, *МВт*;

n_y – штатный коэффициент, *чел/МВт* (параметр представляет собой отношение численности персонала к единице установленной мощности; определяется по справочным данным);

$\Phi_{ЗП}$ – заработная плата работника за год, *руб.*;

ECH – коэффициент, учитывающий налоги в пенсионный фонд, а также медицинское и социальное страхование, % ($ECH = 30\%$).

3) Амортизационные отчисления (*млн. руб./ год*) составляют:

$$U_A = K \cdot H_A, \quad (22)$$

где K – сумма капиталовложений, *млн. руб.*;

H_A – средняя норма амортизации, % (по справочным данным).

4) Расходы на регламентные ремонтные работы (*млн. руб./ год*) равны:

$$U_{TP} = K \cdot H_{TP}, \quad (23)$$

где K – сумма капиталовложений, *млн. руб.*;

H_{TP} – норма отчислений на сервисное обслуживание (поправочный коэффициент).

5) Величина прочих финансовых затрат (*млн. руб./ год*) определяется согласно выражению:

$$U_{PP} = 0,25 \cdot (U_A + U_{TP} + U_{3П}). \quad (24)$$

6) Эксплуатационные расходы на ГТУ (*млн. руб./ год*) определяются, как алгебраическая сумма ранее найденных финансовых затрат ($U_T, U_{3П}, U_A, U_{TP}, U_{PP}$), а именно:

$$U_{\mathcal{E}} = U_T + U_{3П} + U_A + U_{TP} + U_{PP}. \quad (25)$$

7) Для вычисления себестоимости отпущенной ЭЭ необходимо найти величину её годового отпуска (*МВт·ч*) по выражению:

$$W_{отп} = W \cdot (1 - \alpha_{сн}), \quad (26)$$

где W – годовая выработка ЭЭ, *МВт·ч*;

$\alpha_{сн}$ – коэффициент, учитывающий расход ЭЭ на собственные нужды.

Себестоимость отпущенной ЭЭ равна:

$$U_{отп}^{\mathcal{E}} = \frac{U_{\mathcal{E}}}{W_{отп}} \cdot 1000 \text{ (руб./кВт·ч)}, \quad (27)$$

а выработанной:

$$U_{\text{выр}}^{\text{Э}} = \frac{U_{\text{Э}}}{W} \cdot 1000 \text{ (руб./кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (28)$$

8) Для расчёта периода окупаемости ГТУ необходимо определить чистый дисконтированный доход (ЧДД) и денежный поток (ЧДП). Чистый дисконтированный доход (млн. руб.) определяется по выражению:

$$\text{ЧДД} = \left\{ \left[(T - U_{\text{отп}}^{\text{Э}}) \cdot W_{\text{отп}} \right] \cdot \frac{1}{(1+0,1)^n} \right\} - K, \quad (29)$$

где T – стоимость 1 кВт·ч ЭЭ, руб./кВт·ч;

$\frac{1}{(1+0,1)^n}$ – коэффициент дисконтирования;

n – текущий год.

Чистый денежный поток (млн. руб.) составляет:

$$\text{ЧДП} = \left[(T - U_{\text{отп}}^{\text{Э}}) \cdot W_{\text{отп}} \cdot 10^{-3} \right] - U_{\text{Э}}. \quad (30)$$

Период окупаемости ГТУ определяется путём следующих алгебраических вычислений:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_1 &= -K + \frac{1}{(1+0,1)^1} \cdot \text{ЧДП}, \\ \text{ЧДД}_2 &= \text{ЧДД}_1 + \frac{1}{(1+0,1)^2} \cdot \text{ЧДП}, \\ \text{ЧДД}_n &= \text{ЧДД}_{n-1} + \frac{1}{(1+0,1)^n} \cdot \text{ЧДП}, \end{aligned} \quad (31)$$

Расчёт ведётся до тех пор, пока величина $ЧДД$ не поменяет свой знак на противоположный (с « - » на « + »). Смена знака будет свидетельствовать о компенсации всех капиталовложений (с учётом ежегодных эксплуатационных расходов) в ГТУ, то есть окупаемости агрегата. При этом срок эксплуатации собственного источника электроснабжения (n лет), в течение которого происходит полная компенсация финансовых затрат на него, является периодом окупаемости.

С целью упрощения вычислений и автоматизации вычислительного процесса в МО Excel была составлена программа [23], интерфейс которой представлен на рисунке 15. Для проверки работоспособности составленной программы (правильности набора расчётного алгоритма в Excel) был произведён анализ срока окупаемости ГТУ 2,5 МВт отечественного производства (ОАО «Авиадвигатель»). Результаты анализа представлены на рисунке 16.

	А	В	С	Д	Е	Ф	Г	Н	І	Ј	К	Л	М
1	Исходные данные												
2													
3	Ргту, кВт				2500						Qp, кДж/кг		46916
4	N станции, МВт				2,5						n блоков, шт.		1
5	Ц газа, руб./тыс. м ³				7000						p газа, кг/м ³		0,762
6	КПД эл.				0,331						пу, чел./МВт		1,59
7	Т уст., ч				7000						ЕСН, %		30
8	n гту, шт.				1						На		0,12
9	Фэп, руб.				30000						Нтр		0,073
10	Фэп годовая, руб./год				360000						α сн		0,05
11	К, млн. руб.				66						Т, руб./кВт·ч		5,64
12	Расчёт эксплуатационных расходов												
13											ВГТУ, кг/с		0,161
14											Тр, ч/год		7314
15											W, МВт·ч		17500
16											В уст., т/год		4238,854
17											В, т.у.т./год		4238,854
18	U т, млн. руб./год				24,327						Внат. тыс. м ³ /год		3475,268
19	U эп, млн. руб./год				1,860								
20	Uа, млн. руб./год				7,920								
21	Uтр, млн. руб./год				4,818								
22	Uпр, млн. руб./год				3,650								
23	Uэ, млн. руб./год				42,575								
24	Себестоимость ЭЭ												
25											W отп., МВт·ч		16625
26	U отп., руб./кВт·ч				2,561						U вып., руб./кВт·ч		2,433

Рисунок 15 – Интерфейс программы для расчёта окупаемости ГТУ

Расчёт окупаемости				
27				
28	ЧДД1	-58,17	ЧДД, млн. руб.	46470,587
29	ЧДД2	-51,05	ДЭ, млн. руб.	51,190
30	ЧДД3	-44,57	ЧДП, млн. руб.	8,615
31	ЧДД4	-38,69	Для замечок	
32	ЧДД5	-33,34		
33	ЧДД6	-28,48		
34	ЧДД7	-24,06		
35	ЧДД8	-20,04		
36	ЧДД9	-16,38		
37	ЧДД10	-13,06		
38	ЧДД11	-10,04		
39	ЧДД12	-7,30		
40	ЧДД13	-4,80		
41	ЧДД14	-2,53		
42	ЧДД15	-0,47		
43	ЧДД16	1,41		
44	ЧДД17	3,11		
45	ЧДД18	4,66		
46	ЧДД19	6,07		
47	ЧДД20	7,35		
48	ЧДД21	8,51		
49	ЧДД22	9,57		
50	ЧДД23	10,53		
51	ЧДД24	11,41		
52	ЧДД25	12,20		
53	ЧДД26	12,93		
54	ЧДД27	13,58		
55	ЧДД28	14,18		
56	ЧДД29	14,72		
57	ЧДД30	15,22		
58	ЧДД31	15,67		
59	ЧДД32	16,07		
60	ЧДД33	16,45		
61	ЧДД34	16,78		
62	ЧДД35	17,09		

Рисунок 16 – Анализ окупаемости ГТУ 2,5 МВт

Выводы по разделу 2

Представлены результаты реализации второй и третьей задач диссертационного исследования, заключающихся в разработке методики оценки эффективности капиталовложений потребителей в источники локальной генерации ЭЭ и тепла, а также автоматизации вычислительного процесса, посредством программной реализации расчётных алгоритмов. А именно:

- Разработана ранее отсутствующая методика технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок;
- Разработано и реализовано, в Microsoft Office Excel, пробное расчётное приложение для технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок;

- Скорректирован первичный программный код, произведена отладка вычислительного процесса: введён ряд допущений, направленных на повышение точности итогового результата;
- Разработана прикладная программа для ЭВМ («Calculation of the payback period of gas piston plants») в высокоуровневом, объектно-ориентированном языке программирования Delphi 7 [26];
- Выполнена верификация результатов расчета срока окупаемости газопоршневых установок, полученных с помощью разработанной программы, подтверждена работоспособность приложения;
- Выполнена программная реализация методики технико-экономического анализа окупаемости газотурбинных установок [27] (разработана программа для ЭВМ «Calculation of the payback period of gas turbine power plants»), произведена проверка работоспособности разработанного приложения;
- Получены свидетельства о государственной регистрации разработанных программных продуктов.

3 Технико-экономический анализ собственных источников генерации

3.1 Расчёт периода окупаемости ГПУ

С помощью разработанной программы для ЭВМ (Calculation of the payback period of gas piston plants) [26] проведён технико-экономический анализ модельных рядов газопоршневых установок (ООО «Федвиг», ООО «Синтур-НТ», ОАО «ВДМ», ОАО «РУМО», FG Wilson, Tedom, Siemens, MWM). Полученные результаты представлены в таблицах 25 – 32 [28], [52].

Таблица 25 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ ООО «Синтур-НТ»

	75 кВт	100 кВт	180 кВт	200 кВт	250 кВт	300 кВт	360 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	4,27	7,30	10,25	12,00	13,70	15,45	18,74
$Z_{газ}$, руб./кВт·ч	5,493	5,100	5,289	5,000	5,120	5,067	4,944
$Z_{масло}$, руб./кВт·ч	0,043	0,055	0,043	0,046	0,046	0,047	0,043
$Z_{угар\ масла}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{запчасти\ и\ ремонт}$, руб./кВт·ч	0,683	0,900	0,617	0,720	0,657	0,608	0,611
$Z_{сервис.обслуж.}$, руб./кВт·ч	0,078	0,110	0,070	0,082	0,075	0,068	0,060
$Z_{налог}$, руб./кВт·ч	0,157	0,201	0,157	0,165	0,151	0,142	0,143
$Z_{амортизация}$, руб./кВт·ч	0,474	0,608	0,475	0,500	0,457	0,429	0,434
<i>Э</i> , млн. руб.	0,917	1,167	1,314	1,406	1,466	1,422	1,588
<i>T</i> _{окуп-ти} , лет	4,7	6,3	7,8	8,5	9,4	10,9	11,8

Таблица 26 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ ОАО «РУМО»

	500 кВт	630 кВт	750 кВт	800 кВт	1000 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	21,00	26,40	30,00	31,80	39,60
$Z_{газ}$, руб./кВт·ч	5,200	5,111	5,147	5,075	4,760
$Z_{масло}$, руб./кВт·ч	0,037	0,037	0,033	0,035	0,032
$Z_{угар\ масла}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{запчасти\ и\ ремонт}$, руб./кВт·ч	0,417	0,420	0,397	0,396	0,406
$Z_{сервис.обслуж.}$, руб./кВт·ч	0,048	0,046	0,044	0,046	0,046
$Z_{налог}$, руб./кВт·ч	0,116	0,115	0,110	0,109	0,109
$Z_{амортизация}$, руб./кВт·ч	0,292	0,291	0,278	0,276	0,275
<i>Э</i> , млн. руб.	1,435	1,643	1,703	1,568	1,755
<i>T</i> _{окуп-ти} , лет	14,6	16,1	17,6	20,3	21,2

Таблица 27 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ ООО «Федвиг»

	100 кВт	150 кВт	200 кВт	250 кВт	300 кВт	450 кВт	500 кВт	650 кВт	700 кВт	750 кВт	1000 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	8,20	10,03	11,53	13,40	15,21	20,46	23,39	28,17	30,14	32,30	41,20
$Z_{\text{газ}}$, руб./кВт·ч	5,200	5,200	5,200	5,200	5,133	4,667	4,800	5,108	5,086	5,067	4,600
$Z_{\text{масло}}$, руб./кВт·ч	0,044	0,043	0,042	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,042	0,043
$Z_{\text{угар масла}}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{\text{запчасти и ремонт}}$, руб./кВт·ч	0,985	0,803	0,691	0,643	0,608	0,546	0,562	0,520	0,517	0,543	0,475
$Z_{\text{сервис.обслуж.}}$, руб./кВт·ч	0,113	0,092	0,080	0,074	0,070	0,063	0,065	0,060	0,059	0,060	0,057
$Z_{\text{налог}}$, руб./кВт·ч	0,226	0,184	0,159	0,147	0,139	0,125	0,129	0,119	0,118	0,118	0,113
$Z_{\text{амортизация}}$, руб./кВт·ч	0,683	0,557	0,480	0,447	0,423	0,379	0,390	0,361	0,359	0,359	0,343
<i>Э</i> , млн. руб.	1,158	1,269	1,384	1,491	1,453	1,481	1,547	1,664	1,591	1,628	1,883
$T_{\text{окуп-ти}}$, лет	7	7,9	8,3	9,0	10,5	13,8	15,1	16,9	18,9	19,8	21,9

Таблица 28 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ ОАО «ВДМ»

	135 кВт	250 кВт	400 кВт	500 кВт	625 кВт	800 кВт	1000 кВт	1225 кВт	1480 кВт	2000 кВт	3250 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	7,50	12,80	18,56	24,71	27,30	35,30	41,50	50,84	61,42	80,00	134,88
$Z_{газ}$, руб./кВт·ч	4,148	4,320	4,550	4,560	4,736	4,775	4,860	4,865	5,203	4,92	4,911
$Z_{масло}$, руб./кВт·ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
$Z_{угар\ масла}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{запчасти\ и\ ремонт}$, руб./кВт·ч	0,476	0,439	0,398	0,424	0,371	0,378	0,356	0,356	0,356	0,354	0,356
$Z_{сервис.обслуж.}$, руб./кВт·ч	0,054	0,050	0,045	0,048	0,043	0,043	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
$Z_{налог}$, руб./кВт·ч	0,153	0,141	0,128	0,136	0,120	0,121	0,114	0,114	0,114	0,110	0,114
$Z_{амортизация}$, руб./кВт·ч	0,331	0,305	0,276	0,294	0,260	0,263	0,247	0,247	0,247	0,238	0,247
<i>Э</i> , млн. руб.	1,129	1,459	1,692	1,588	1,664	1,569	1,743	2,020	2,235	2,467	3,402
$T_{окуп-ти}$, лет	6,7	8,8	11,0	15,6	16,4	22,5	23,8	25,2	27,5	32,4	39,7

Таблица 29 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ FG Wilson

	48 кВт	60 кВт	80 кВт	100 кВт	192 кВт	276 кВт	380 кВт	600 кВт	800 кВт	900 кВт	1000 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	3,40	4,32	6,16	8,65	11,67	13,80	19,50	27,90	33,60	38,40	42,60
$Z_{\text{газ}}$, руб./кВт·ч	6,250	5,800	5,675	5,100	5,104	5,101	5,047	5,033	5,050	5,044	5,040
$Z_{\text{масло}}$, руб./кВт·ч	0,046	0,045	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
$Z_{\text{угар масла}}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{\text{запчасти и ремонт}}$, руб./кВт·ч	0,708	0,720	0,770	0,865	0,608	0,500	0,513	0,465	0,420	0,427	0,421
$Z_{\text{сервис.обслуж.}}$, руб./кВт·ч	0,082	0,082	0,088	0,099	0,069	0,057	0,059	0,053	0,046	0,049	0,048
$Z_{\text{налог}}$, руб./кВт·ч	0,195	0,198	0,212	0,238	0,167	0,138	0,141	0,128	0,116	0,117	0,117
$Z_{\text{амортизация}}$, руб./кВт·ч	0,492	0,500	0,535	0,601	0,422	0,347	0,356	0,323	0,292	0,296	0,296
<i>Э</i> , млн. руб.	1,108	1,143	1,376	1,296	1,329	1,225	1,555	1,681	1,610	1,664	1,738
$T_{\text{окуп-ти}}$, лет	3,0	3,8	4,5	6,7	8,8	11,3	12,5	16,6	20,9	23,0	24,5

Таблица 30 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ Tedom

	100 кВт	150 кВт	302 кВт	412 кВт	514 кВт	785 кВт	1050 кВт	1608 кВт	2010 кВт	2900 кВт	3891 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	7,80	9,50	16,60	19,50	25,40	33,00	40,40	67,30	74,80	125,00	нет данных, установка изготавливается под заказ
$Z_{газ}$, руб./кВт·ч	6,200	5,733	5,430	5,097	5,058	4,968	4,857	5,448	4,975	5,255	
$Z_{масло}$, руб./кВт·ч	0,036	0,031	0,025	0,029	0,026	0,023	0,023	0,022	0,021	0,025	
$Z_{угар\ масла}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	
$Z_{запчасти\ и\ ремонт}$, руб./кВт·ч	0,661	0,531	0,473	0,390	0,426	0,361	0,333	0,359	0,319	0,369	
$Z_{сервис.обслуж.}$, руб./кВт·ч	0,080	0,061	0,054	0,045	0,049	0,042	0,037	0,041	0,036	0,042	
$Z_{налог}$, руб./кВт·ч	0,215	0,174	0,151	0,130	0,136	0,116	0,106	0,115	0,102	0,119	
$Z_{амортизация}$, руб./кВт·ч	0,464	0,377	0,327	0,282	0,294	0,250	0,229	0,249	0,222	0,257	
<i>Э</i> , млн. руб.	1,295	1,316	1,660	1,699	1,716	1,606	1,795	2,481	2,564	3,337	
<i>T</i> _{окуп-ти} , лет	6,0	7,2	10,0	11,5	14,8	20,6	22,5	27,1	29,2	37,5	

Таблица 31 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ Siemens

	143 кВт	264 кВт	405 кВт	501 кВт	610 кВт	702 кВт	811 кВт	954 кВт	1025 кВт	1204 кВт	2012 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	12,10	14,00	21,00	24,80	28,50	30,90	34,50	38,40	42,40	47,80	74,40
$Z_{\text{газ}}$, руб./кВт·ч	5,315	5,303	4,543	4,631	4,787	4,900	4,834	4,738	4,878	5,233	5,020
$Z_{\text{масло}}$, руб./кВт·ч	0,032	0,030	0,028	0,028	0,029	0,031	0,028	0,026	0,027	0,026	0,025
$Z_{\text{угар масла}}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
$Z_{\text{запчасти и ремонт}}$, руб./кВт·ч	0,676	0,410	0,424	0,393	0,374	0,351	0,341	0,320	0,332	0,316	0,295
$Z_{\text{сервис.обслуж.}}$, руб./кВт·ч	0,077	0,047	0,047	0,046	0,043	0,040	0,037	0,035	0,037	0,035	0,033
$Z_{\text{налог}}$, руб./кВт·ч	0,233	0,146	0,143	0,136	0,128	0,121	0,117	0,111	0,114	0,109	0,102
$Z_{\text{амортизация}}$, руб./кВт·ч	0,470	0,295	0,288	0,275	0,260	0,245	0,236	0,224	0,230	0,221	0,205
<i>Э</i> , млн. руб.	1,475	1,503	1,539	1,538	1,652	1,469	1,569	1,631	1,734	1,842	2,437
$T_{\text{окуп-ти}}$, лет	8,2	9,3	13,7	16,1	17,2	21,0	22,0	23,5	24,5	26,0	30,5

Таблица 32 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГПУ MWM

	400 кВт	600 кВт	800 кВт	1200 кВт	1560 кВт	2000 кВт	3333 кВт	4300 кВт
<i>K</i> , млн. руб.	20,00	26,90	33,70	45,80	64,00	77,30	нет данных, установки изготавливаются под заказ	
$Z_{\text{газ}}$, руб./кВт·ч	4,550	5,067	4,925	5,300	5,231	5,050		
$Z_{\text{масло}}$, руб./кВт·ч	0,032	0,027	0,025	0,024	0,026	0,027		
$Z_{\text{угар масла}}$, руб./кВт·ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046		
$Z_{\text{запчасти и ремонт}}$, руб./кВт·ч	0,371	0,331	0,320	0,286	0,307	0,290		
$Z_{\text{сервис.обслуж.}}$, руб./кВт·ч	0,043	0,036	0,041	0,033	0,035	0,033		
$Z_{\text{налог}}$, руб./кВт·ч	0,138	0,123	0,116	0,105	0,113	0,106		
$Z_{\text{амортизация}}$, руб./кВт·ч	0,260	0,234	0,219	0,199	0,214	0,201		
<i>Э</i> , млн. руб.	1,665	1,628	1,685	1,853	2,266	2,361		
<i>T</i> _{окуп-ти} , лет	12,0	16,5	20,00	24,7	28,2	32,7		

3.2 Расчёт периода окупаемости ГТУ

С помощью расчётного алгоритма в МО Excel (Calculation of the payback period of gas turbine power plants) [27] проведён технико-экономический анализ модельных рядов газотурбинных установок (ОАО «Авиадвигатель», Siemens). Полученные результаты представлены в таблицах 33 – 34 [29].

Таблица 33 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГТУ ОАО «Авиадвигатель»

	2,50 МВт	4,13 МВт	6,14 МВт	12,30 МВт	16,30 МВт	23,00 МВт
U_T , млн. руб./ год	24,33	40,19	59,75	119,69	158,61	223,81
$U_{ЗП}$, млн. руб./ год	1,86	3,07	4,57	9,15	12,13	17,12
U_A , млн. руб./ год	7,92	13,21	19,76	39,83	53,14	75,29
$U_{ТР}$, млн. руб./ год	4,82	8,04	12,02	24,23	32,32	45,80
$U_{ПР}$, млн. руб./ год	3,65	6,08	9,09	18,30	24,40	34,55
$U_{Э}$, млн. руб./ год	42,58	70,59	105,19	211,21	280,60	396,56
$U_{отп}^{\text{Э}}$, руб./ кВт·ч	2,561	2,570	2,576	2,582	2,589	2,593
ЧДП, млн. руб.	8,62	13,72	19,91	38,91	50,15	69,53
$T_{\text{окуп.}}$, лет	16	18	19	21	23	25

Таблица 34 – Результаты расчёта окупаемости модельного ряда ГТУ Siemens

	5,25 МВт	6,75 МВт	7,90 МВт	12,90 МВт	17,00 МВт	24,70 МВт	31,21 МВт	47,00 МВт
U_T , млн. руб./ год	51,09	65,68	76,87	125,53	165,42	240,35	303,70	457,35
$U_{ЗП}$, млн. руб./ год	3,91	5,02	5,88	9,60	12,65	18,38	23,22	34,97
U_A , млн. руб./ год	16,92	21,84	25,63	41,99	55,59	81,04	102,85	155,40
$U_{ТР}$, млн. руб./ год	10,29	13,29	15,59	25,54	33,82	49,30	62,57	94,54
$U_{ПР}$, млн. руб./ год	7,78	10,04	11,78	19,28	25,51	37,18	47,16	71,23
$U_{Э}$, млн. руб./ год	89,99	115,87	135,76	221,94	292,99	426,26	539,49	813,49
$U_{отп}^{\text{Э}}$, руб./ кВт·ч	2,577	2,581	2,584	2,587	2,592	2,595	2,599	2,603
ЧДП, млн. руб.	16,94	21,43	24,79	39,95	51,61	73,88	91,58	135,81
$T_{\text{окуп.}}$, лет	19	20	21	22	24	26	29	33

3.3 Систематизация результатов исследования

На рисунках 17 – 18 представлены графики зависимости периода окупаемости рассматриваемых модельных рядов газопоршневых и газотурбинных установок от их паспортных мощностей.

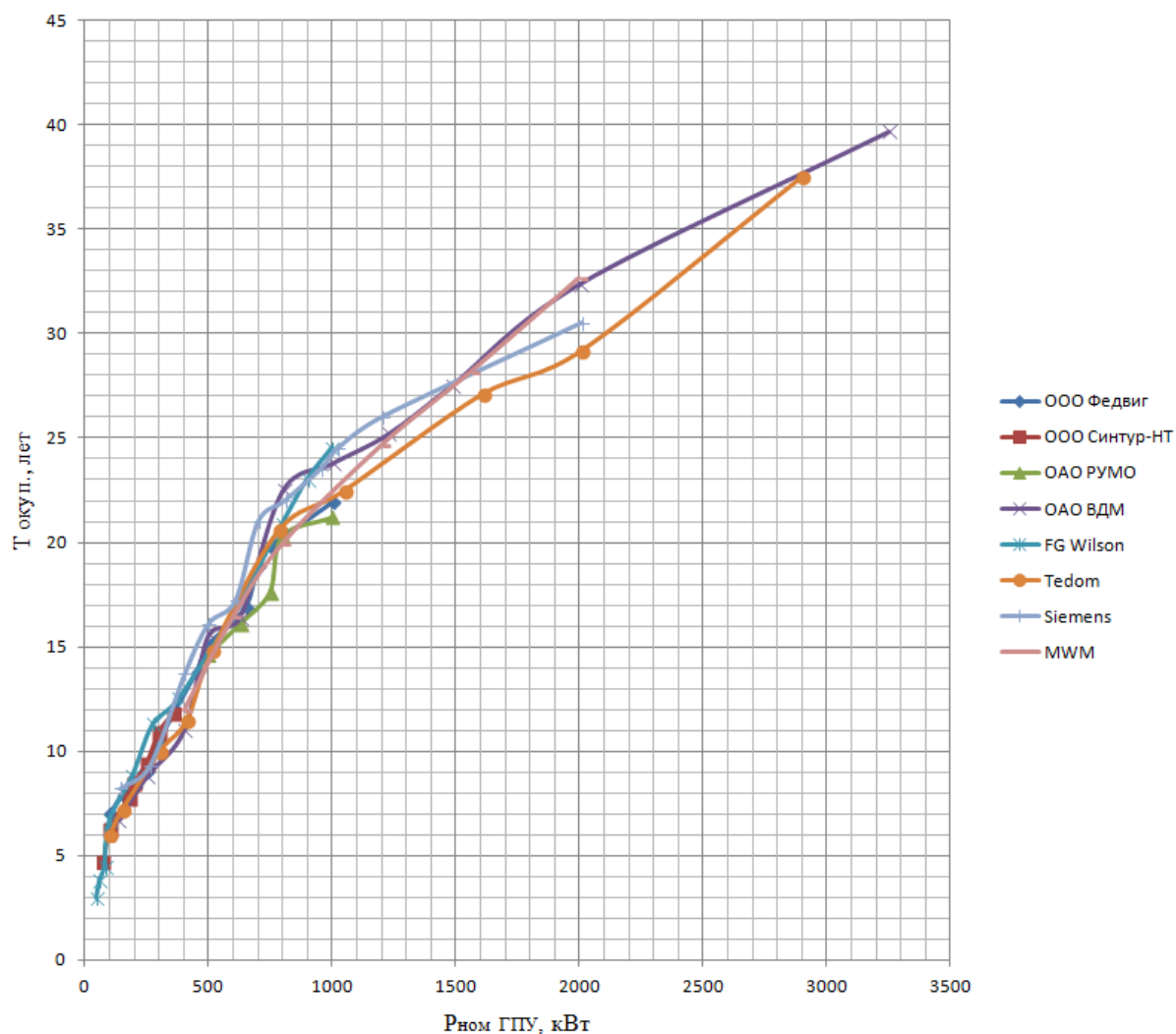


Рисунок 17 – Техничко-экономический анализ ГПУ

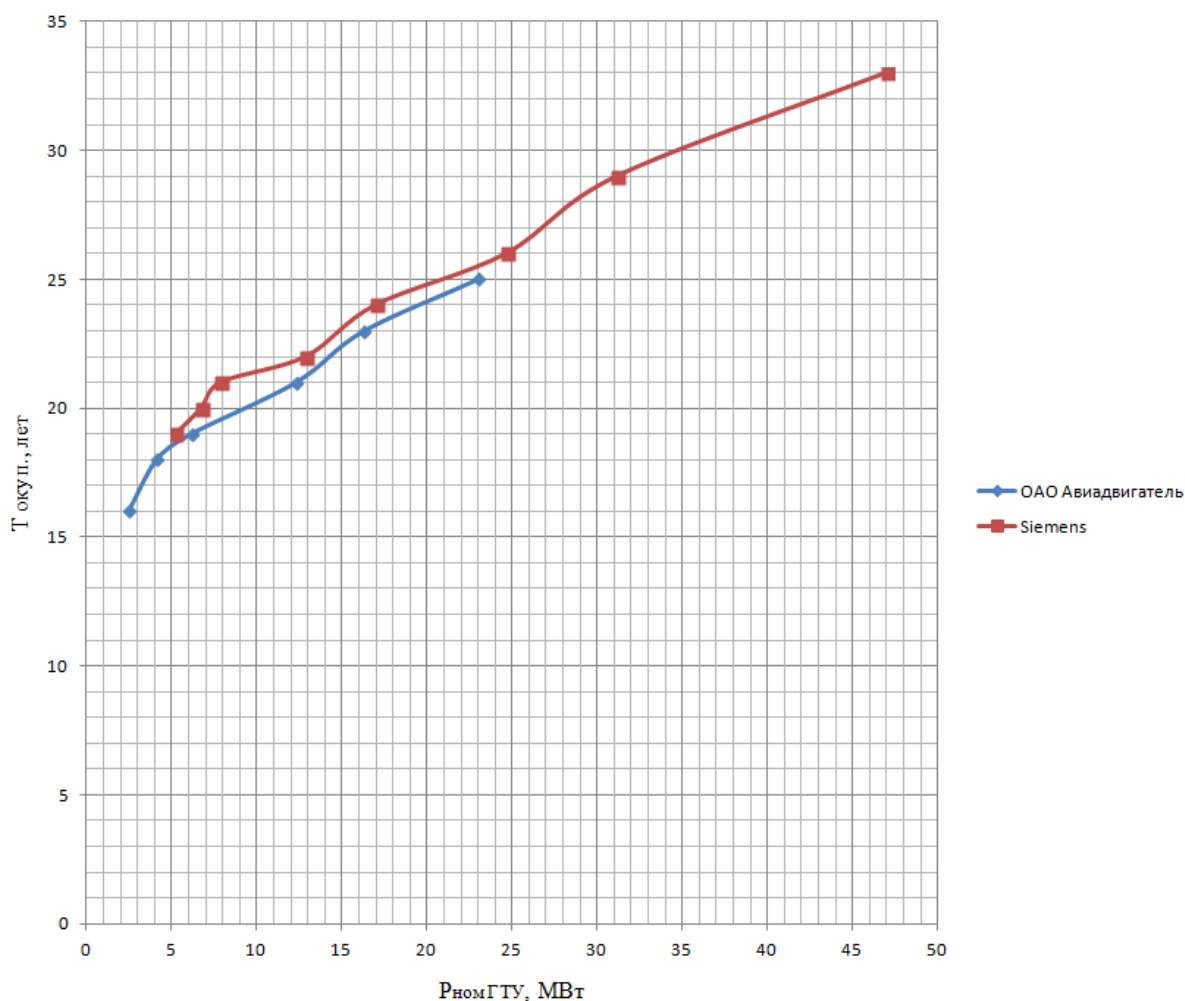


Рисунок 18 – Техничко-экономический анализ ГТУ

Представленные зависимости прямо пропорциональны величине номинальной мощности: с увеличением мощности установки растёт период её окупаемости, что объясняется финансовой политикой компаний-изготовителей. Отклонение функций от прямолинейной траектории можно объяснить неполнотой каталожных данных официальных производителей (вместо отсутствующих параметров использовались технические характеристики схожих агрегатов и величины, найденные путём аналитических вычислений и преобразований) и трудоёмкостью учёта всех эксплуатационных затрат (их переменный характер). Гистограммы, представленные на рисунках 19 – 26, отражают зависимость годовой экономии от номинальной мощности установок.

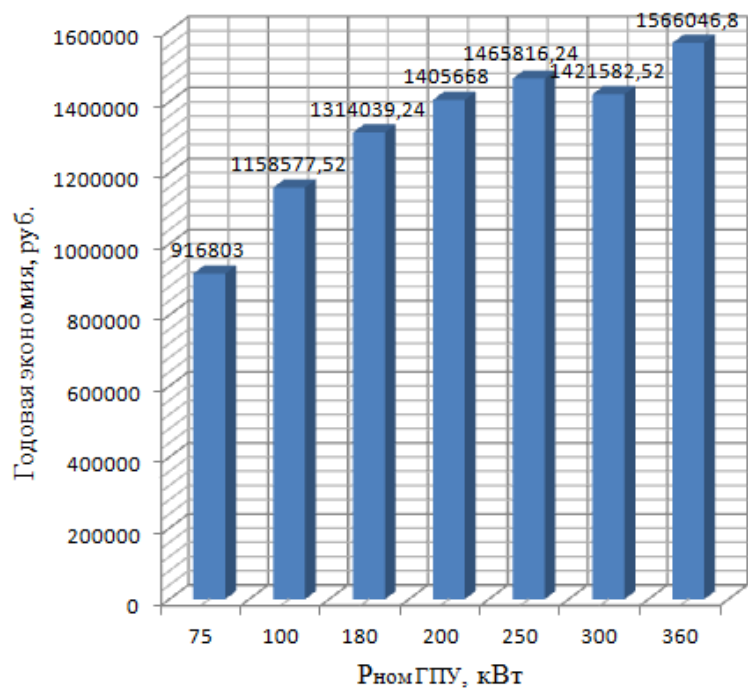


Рисунок 19 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ ООО «Синтур-НТ»

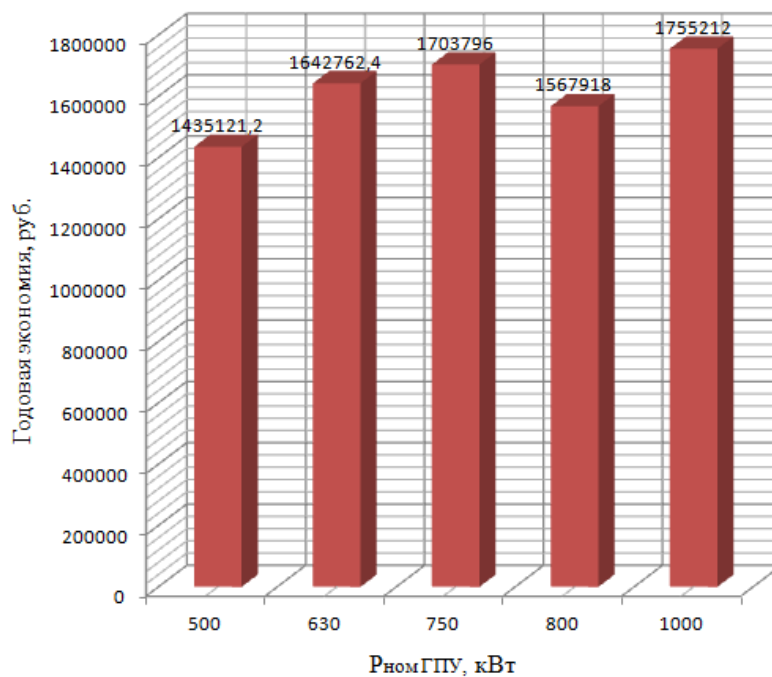


Рисунок 20 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ ОАО «РУМО»

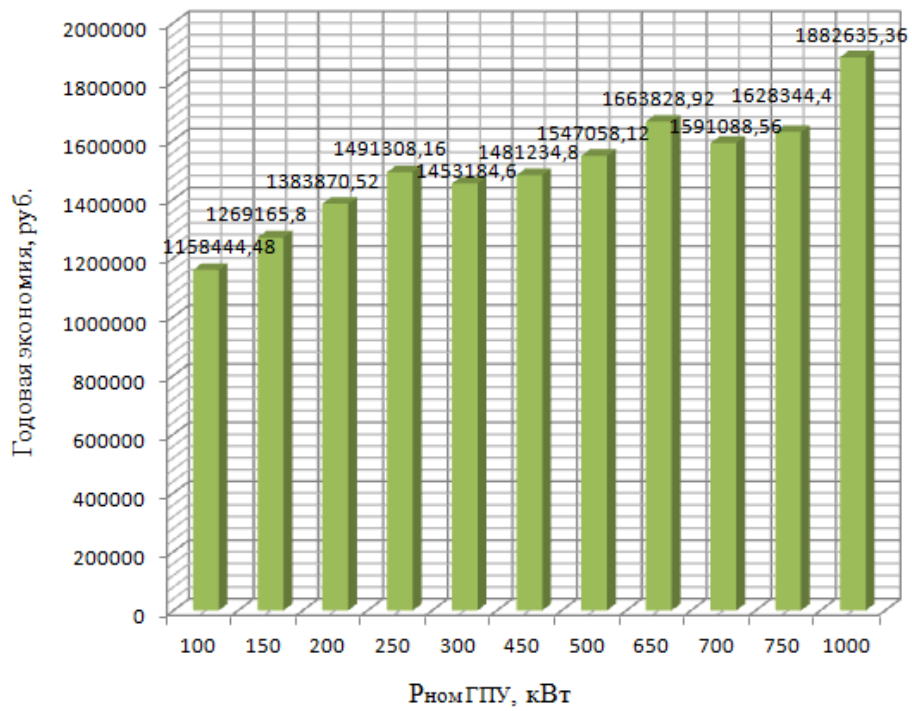


Рисунок 21 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ ООО «Федвиг»

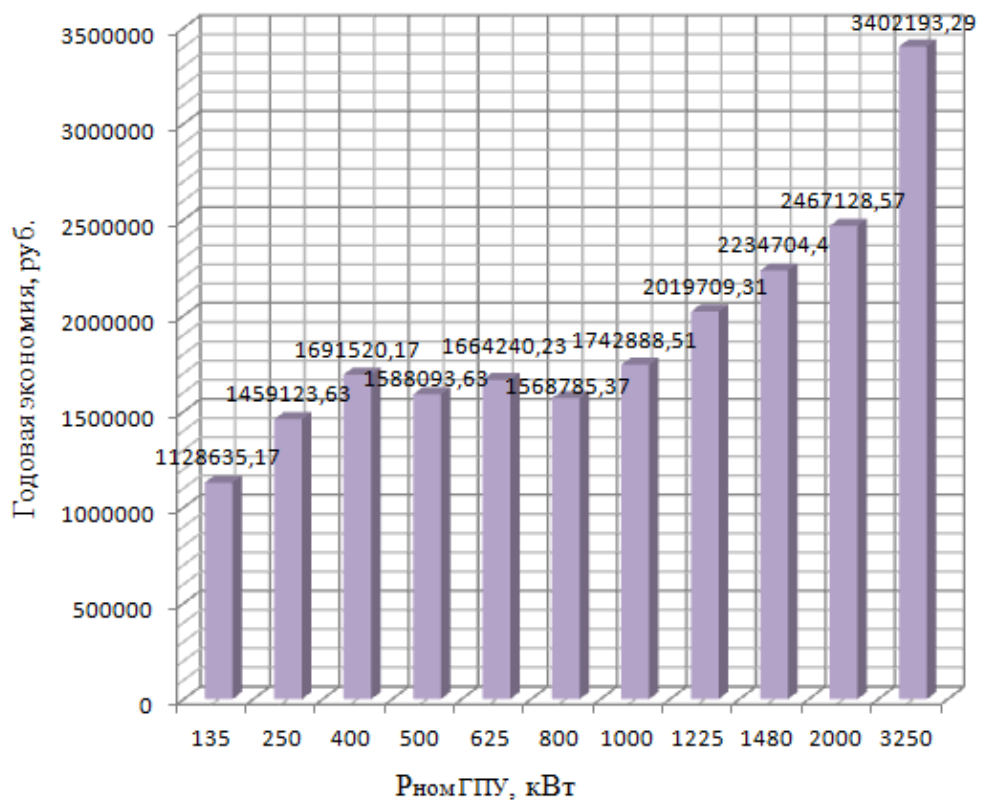


Рисунок 22 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ ОАО «ВДМ»

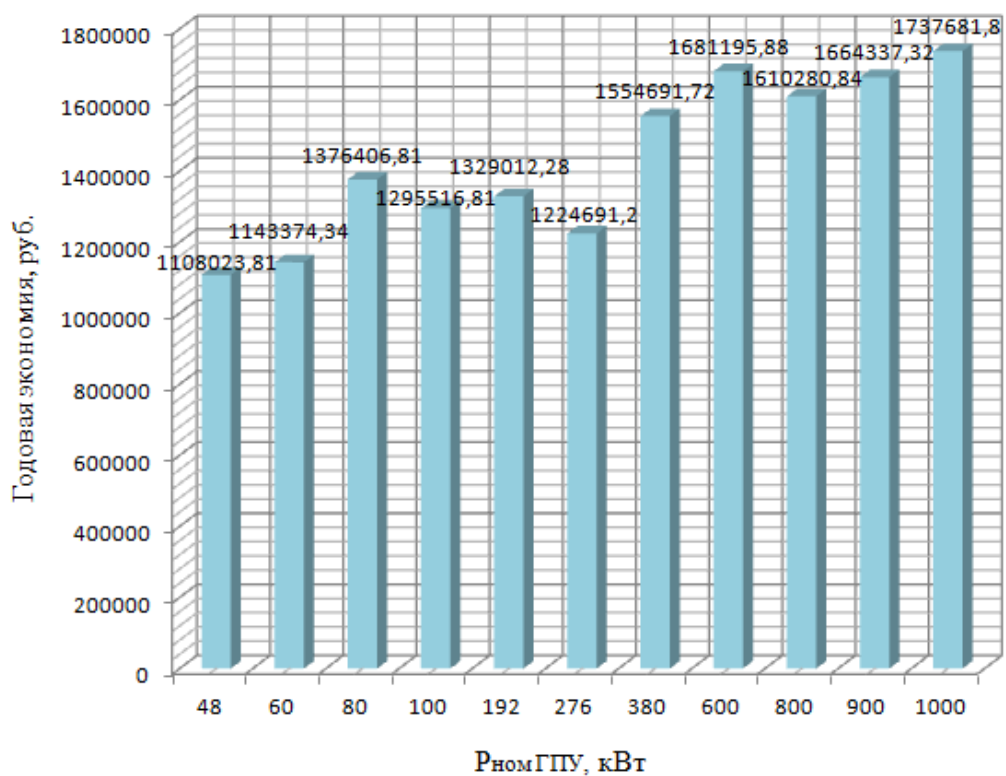


Рисунок 23 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ FG Wilson

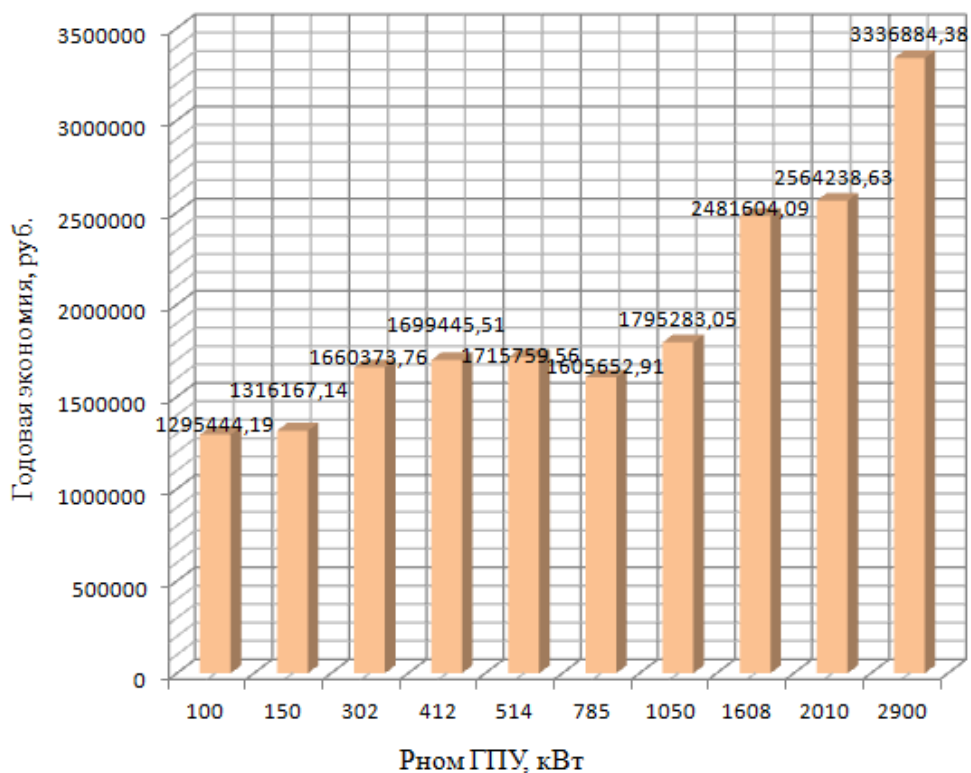


Рисунок 24 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ Tedom

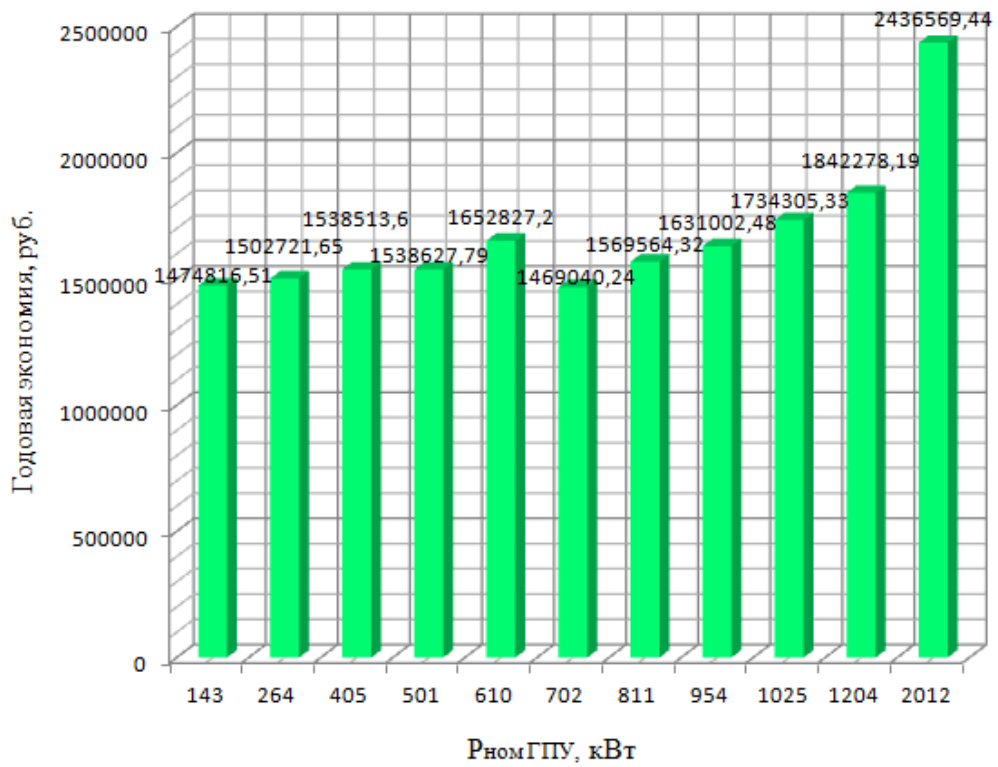


Рисунок 25 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ Siemens

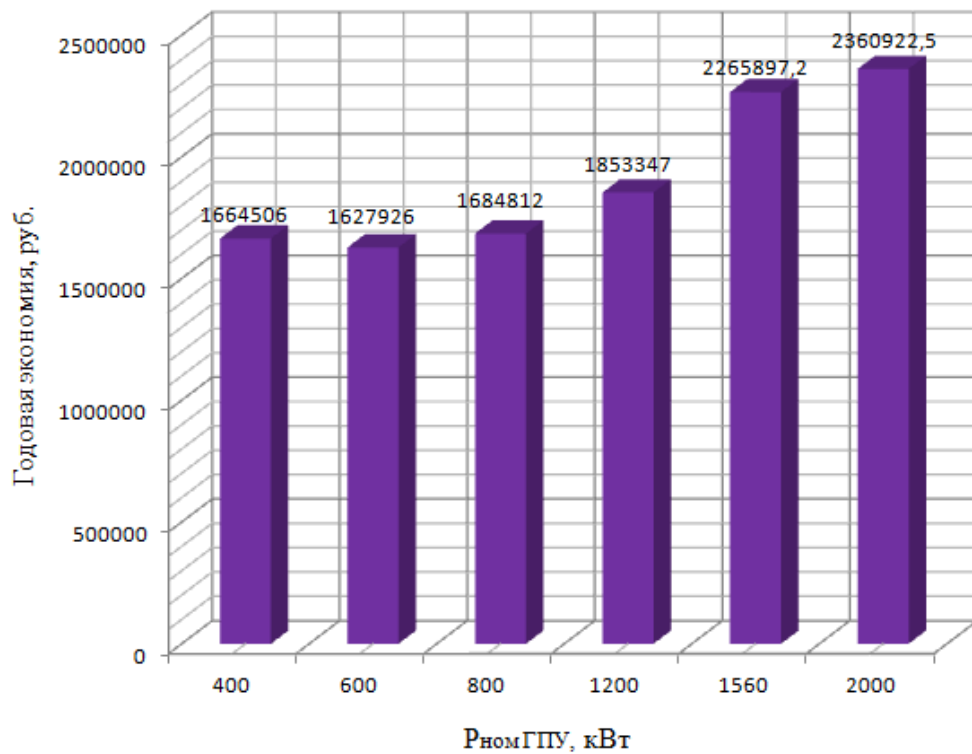


Рисунок 26 – Годовая экономия модельного ряда ГПУ MWM

Внешний вид гистограмм можно объяснить переменным характером эксплуатационных издержек и принятым решением об использовании в расчётах удельной стоимости установок (таблицы 9 и 10). Данное решение обусловлено спецификой современной ценовой политики отечественных и зарубежных компаний-производителей (минимум информации о стоимости изготавливаемого оборудования в открытых информационных ресурсах) и различной комплектацией когенерационных установок. В общем доступе содержится только информация ознакомительного характера. Для получения полноценных финансовых данных по конкретно рассматриваемой газовой ЭС необходимо персональная консультация с официальными представителями производителя, что достаточно проблематично реализовать обучающемуся в рамках диссертационного исследования.

На основании полученных экспериментальных результатов (таблицы 25 – 34) и, принимая во внимание имеющиеся технические характеристики установок (периодичность замены масла, продолжительность работы в год и эксплуатационный период до капремонта) и сведения о стоимости базовой комплектации, были построены усреднённые интервалы окупаемости, представленные на рисунках 27 – 28.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при мощности нагрузки промышленного объекта до 1 МВт предпочтительнее (с финансовой точки зрения и практической составляющей, обусловленной гарантированным сроком эксплуатации) использовать газопоршневые установки, свыше 1 МВт – газотурбинные.

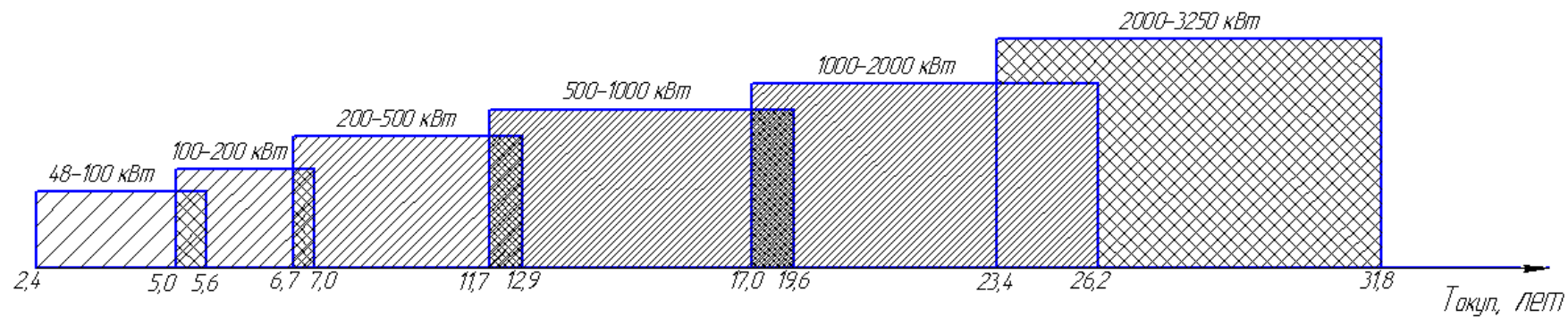


Рисунок 27 – Усреднённые интервалы окупаемости ГПУ

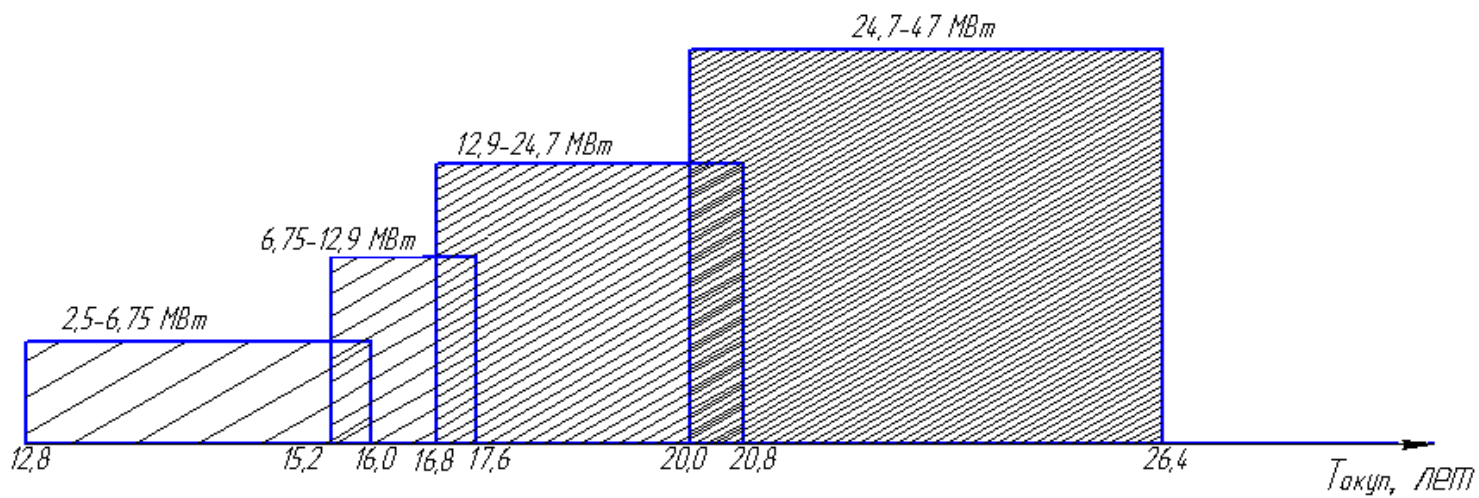


Рисунок 28 – Усреднённые интервалы окупаемости ГТУ

3.4 Расчёт окупаемости нескольких установок

При систематизации полученных результатов возник вопрос о целесообразности использования нескольких ГПУ вместо одной более мощной (например, вместо ГПУ 1000 кВт использовать 10 ГПУ мощностью 100 кВт или 2×500 кВт и т.д.) [24]. В рамках данного вопроса было получено выражение для расчёта периода окупаемости нескольких газопоршневых установок одинаковой номинальной мощности:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{3}{\mathcal{E}} = \frac{C_{\text{ГПУ}} \cdot n_{\text{ГПУ}} + \frac{C_1 + C_2}{2} \cdot P_{\text{ГПУ}} \cdot T_{\text{раб.}} \cdot n_{\text{ГПУ}}}{\mathcal{E} \cdot n_{\text{ГПУ}}}, \quad (32)$$

где $T_{\text{окуп.}}$ – срок окупаемости, (лет);

3 – затраты, (руб.);

\mathcal{E} – годовая экономия, (руб./год);

$C_{\text{ГПУ}}$ – полная стоимость ГПУ (руб.);

$n_{\text{ГПУ}}$ – количество ГПУ, (шт.);

C_1 – начальная себестоимость ГПУ, (руб./кВт·ч);

C_2 – конечная себестоимость ГПУ, (руб./кВт·ч);

$P_{\text{ГПУ}}$ – номинальная мощность ГПУ, (кВт);

$T_{\text{раб.}}$ – продолжительность работы за год, (м.ч.).

С учётом вероятности поломки оборудования:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{3}{\mathcal{E}} = \frac{\sum (C_{\text{ГПУ}} \cdot n_{\text{ГПУ}} + \frac{C_1 + C_2}{2} \cdot P_{\text{ГПУ}} \cdot T_{\text{раб.}} \cdot n_{\text{ГПУ}} + C_p \cdot n_p)}{\sum (\mathcal{E} \cdot n_{\text{ГПУ}})}, \quad (33)$$

где C_p – стоимость ремонта (включает стоимость запчастей и работ, с вероятностью проведения капремонта; руб.);

n_p – количество установок, нуждающихся в ремонте, (шт.).

Используя полученные формулы, произведём вычисления на примере модельного ряда газопоршневых установок отечественного производства (завод энергетического оборудования ООО «Федвиг»).

Вариант 1 (10×100 кВт вместо ГПУ 1000 кВт; все агрегаты функционируют):

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 10}{1158444,48 \cdot 10} = 13,1 \text{ (лет)}.$$

1 агрегат вышел из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 9 + 4390000 \cdot 1}{1158444,48 \cdot 9} = 14,3 \text{ (лет)}.$$

2 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 8 + 4390000 \cdot 2}{1158444,48 \cdot 8} = 15,8 \text{ (лет)}.$$

3 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 7 + 4390000 \cdot 3}{1158444,48 \cdot 7} = 17,7 \text{ (лет)}.$$

4 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 6 + 4390000 \cdot 4}{1158444,48 \cdot 6} = 20,3 \text{ (лет)}.$$

5 агрегатов вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{8200000 \cdot 10 + \frac{10,288 + 7,088}{2} \cdot 100 \cdot 8000 \cdot 5 + 4390000 \cdot 5}{1158444,48 \cdot 5} = 23,9 \text{ (лет)}.$$

Вариант 2 (4×250 кВт вместо ГПУ 1000 кВт; все агрегаты функционируют):

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{13400000 \cdot 4 + \frac{9,306 + 6,386}{2} \cdot 250 \cdot 8000 \cdot 4}{1491308,16 \cdot 4} = 19,5 \text{ (лет)}.$$

1 агрегат вышел из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{13400000 \cdot 4 + \frac{9,306 + 6,386}{2} \cdot 250 \cdot 8000 \cdot 3 + 7170000 \cdot 1}{1491308,16 \cdot 3} = 24,1 \text{ (лет)}.$$

2 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{13400000 \cdot 4 + \frac{9,306 + 6,386}{2} \cdot 250 \cdot 8000 \cdot 2 + 7170000 \cdot 2}{1491308,16 \cdot 2} = 33,3 \text{ (лет)}.$$

Вариант 3 (2×500 кВт вместо ГПУ 1000 кВт; все агрегаты функционируют):

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{23390000 \cdot 2 + \frac{8,507 + 6,027}{2} \cdot 500 \cdot 8000 \cdot 2}{1547058,12 \cdot 2} = 33,9 \text{ (лет)}.$$

1 агрегат вышел из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{23390000 \cdot 2 + \frac{8,507 + 6,027}{2} \cdot 500 \cdot 8000 \cdot 1 + 12520000 \cdot 1}{1547058,12 \cdot 1} = 57,1 \text{ (лет)}.$$

Вариант 4 (5×200 кВт вместо ГПУ 1000 кВт; все агрегаты функционируют):

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{11530000 \cdot 5 + \frac{9,445 + 6,505}{2} \cdot 200 \cdot 8000 \cdot 5}{1383870,52 \cdot 5} = 17,6 \text{ (лет)}.$$

1 агрегат вышел из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{11530000 \cdot 5 + \frac{9,445 + 6,505}{2} \cdot 200 \cdot 8000 \cdot 4 + 6170000 \cdot 1}{1383870,52 \cdot 4} = 20,8 \text{ (лет)}.$$

2 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{11530000 \cdot 5 + \frac{9,445 + 6,505}{2} \cdot 200 \cdot 8000 \cdot 3 + 6170000 \cdot 2}{1383870,52 \cdot 3} = 26,0 \text{ (лет)}.$$

3 агрегата вышло из строя:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{11530000 \cdot 5 + \frac{9,445 + 6,505}{2} \cdot 200 \cdot 8000 \cdot 2 + 6170000 \cdot 3}{1383870,52 \cdot 2} = 36,7 \text{ (лет)}.$$

Вариант 5 (1×300 и 1×700 кВт вместо ГПУ 1000 кВт). Ввиду громоздкости расчётных выражений, вычисления производим в программе Mathcad:

- все агрегаты функционируют: 34,5 (лет);
- агрегат 300 кВт вышел из строя: 59,5 (лет);
- агрегат 700 кВт вышел из строя: 55 (лет).

Вариант 6 (1×250 и 1×750 кВт вместо ГПУ 1000 кВт):

- все агрегаты функционируют: 33,8 (лет);
- агрегат 250 кВт вышел из строя: 59,6 (лет);
- агрегат 750 кВт вышел из строя: 82,9 (лет).

Вариант 7 (частный случай: использование 5 ГПУ мощностью 1000 кВт и 1 ГПУ мощностью 250 кВт вместо ГТУ 5,25 МВт):

- все агрегаты функционируют: 46,2 (лет).

Полученное значение подтверждает ранее сформулированный вывод о том, что при мощности нагрузки более 1 МВт предпочтительнее использовать газотурбинные установки.

На рисунке 29 представлены результаты производимых расчётов.

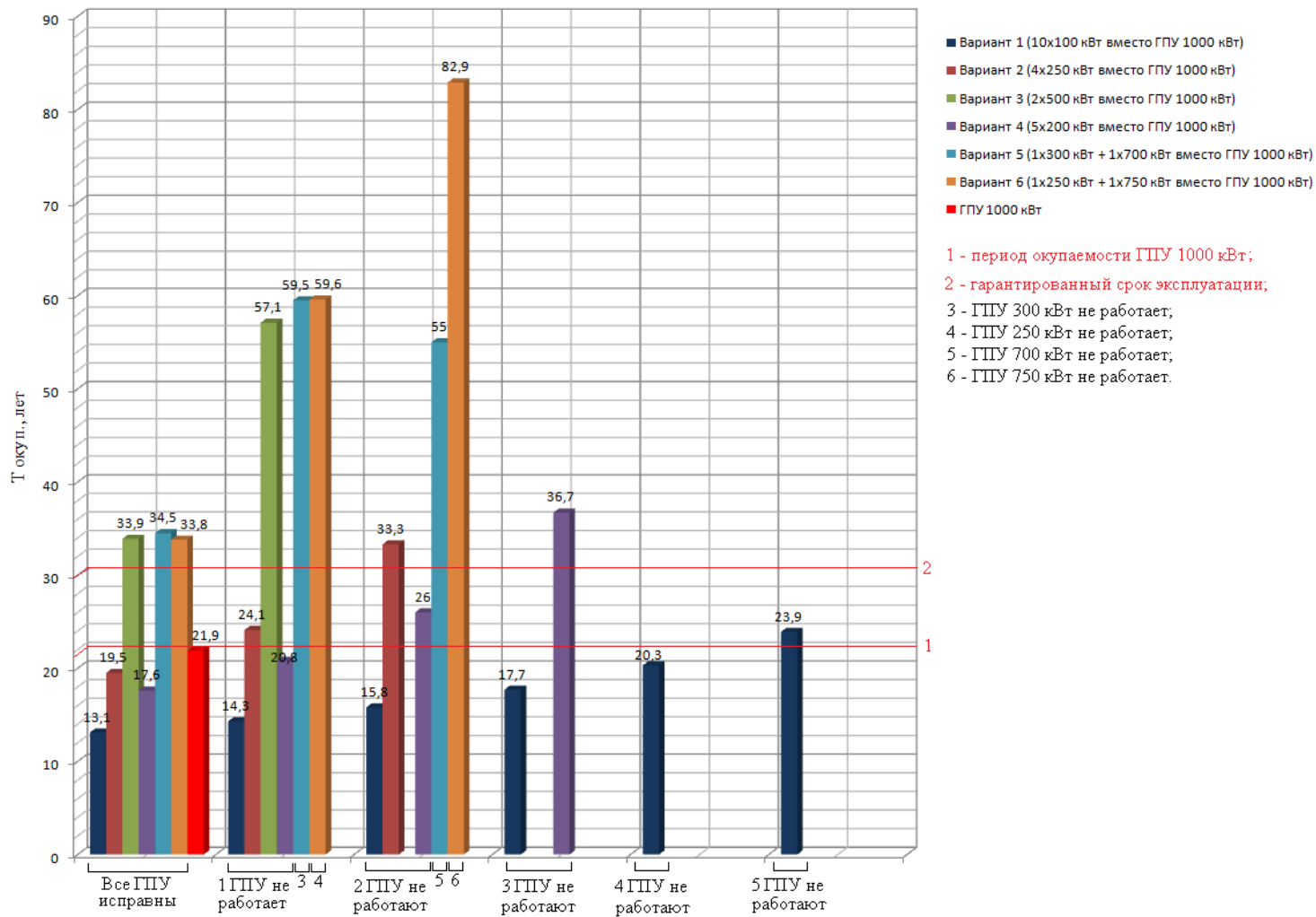


Рисунок 29 – Результат аналитических вычислений

Наименьший срок окупаемости (при условии функционирования всех установок) имеет первый вариант (13,1 лет), далее следует четвёртый (17,6 лет) и второй (19,5 лет). Варианты 3, 5 и 6 (и их возможные частные случаи с отказом оборудования) не целесообразны в экономическом и практическом смысле: суммарная стоимость установок превышает стоимость ГПУ 1000 кВт; период окупаемости рассматриваемых решений больше 21,9 лет (21,9 лет срок окупаемости ГПУ 1000 кВт) и выходит за рамки гарантированного срока эксплуатации (30 лет). При поломке оборудования наблюдается увеличение периода окупаемости технических решений вследствие повышения капиталовложений потребителей (расходы на запасные части и ремонт).

Полученные результаты являются первичными наработками по вопросу технико-экономического анализа нескольких газопоршневых установок. Для однозначного утвердительного ответа о целесообразности того или иного технического решения требуется проведение дополнительных исследований, наличие достоверной информации и модернизация полученных расчётных выражений (учёт дополнительных факторов путём введения поправочных коэффициентов в рабочие формулы; автоматизация вычислительного процесса ввиду громоздкости выражений).

Выводы по разделу 3

Представлены результаты решения четвёртой задачи диссертационного исследования, заключающейся в проведении технико-экономического анализа модельных рядов газопоршневых (ООО «Федвиг», ООО «Синтур-НТ», ОАО «ВДМ», ОАО «РУМО», FG Wilson, Tedom, Siemens, MWM) и газотурбинных установок (ОАО «Авиадвигатель», Siemens) с помощью разработанной программы для ЭВМ и расчётного алгоритма в MS Excel. А именно:

- Выполнен расчёт периода окупаемости исследуемых модельных рядов газопоршневых и газотурбинных установок;
- Подтверждена работоспособность разработанной программы (Calculation of the payback period of gas piston plants) и возможность её применения для комплексного технико-экономического анализа ГПУ различных номинальных мощностей;
- Произведена систематизация и обработка полученных результатов исследования;
- Построены усреднённые интервалы и графики зависимости периода окупаемости установок от их номинальной мощности, а также гистограммы годовой экономии модельных рядов;
- Произведён технико-экономический анализ окупаемости при установке на объектах нескольких ГПУ;
- Получены расчётные выражения и рассмотрены частные случаи при установке на объектах нескольких ГПУ;
- Сформулированы основные направления модернизации вычислительного процесса определения параметров технико-экономического анализа.

Заключение

В магистерской диссертации было затронуто одно из перспективных направлений развития и модернизации электроэнергетической отрасли, заключающееся в когенерации на природном газе и других газообразных видах топлива. Исходя из глобальности названного направления, внимание было сконцентрировано на аналитической составляющей, а именно разработке методики расчёта окупаемости газопоршневых и газотурбинных ЭС, как альтернативы или дополнения к уже существующему электроснабжению производственного объекта.

Цель диссертационного исследования, заключающаяся в повышение точности технико-экономического расчёта окупаемости внедрения собственных источников генерации промышленных предприятий, была достигнута посредством решения четырёх поставленных задач.

В ходе реализации первой задачи был произведён:

- Анализ сфер применения и технических проектов по установке мини-ТЭЦ на реально функционирующие объекты;
- Сбор информации по продукции отечественных и зарубежных производителей и поставщикам;
- Мониторинг ценовой политики компаний;
- Поиск необходимых исходных данных для разработки методики технико-экономического анализа;
- Изучен принцип работы, режимы функционирования и отличительные особенности установок.

В процессе выполнения второй и третьей задач были получены важнейшие практические результаты, составляющие ключевую часть диссертационного исследования. Среди них следует отметить:

- Разработку методики технико-экономического анализа окупаемости газопоршневых установок;

- Отладку вычислительного процесса: введение ряда допущений, направленных на повышение точности итогового результата;
- Создание прикладной программы для ЭВМ в высокоуровневом, объектно-ориентированном языке программирования Delphi;
- Выполнение верификации результатов расчёта срока окупаемости газопоршневых установок, полученных с помощью разработанной программы;
- Изучение существующей методики технико-экономического анализа окупаемости ГТУ и выполнение программной реализации расчётного алгоритма.

Третий раздел магистерской диссертации обобщает ранее полученные результаты и отражает итоги проделанной работы в рамках реализации четвертой поставленной задачи, а именно:

- Выполнение расчёта периода окупаемости исследуемых модельных рядов газопоршневых и газотурбинных установок;
- Подтверждение работоспособности разработанной программы для ЭВМ и оценка возможности её применения для комплексного технико-экономического анализа;
- Систематизация и обработка результатов исследования;
- Построение усреднённых интервалов, графиков и гистограмм;
- Проведение технико-экономического анализа окупаемости нескольких ГПУ;
- Формулирование основных направлений модернизации вычислительного процесса.

Список используемых источников

1. Алексахина Л.И., Курочкин Д.С. Анализ Российского рынка когенерационных технологий на базе газопоршневых установок. Транспортное дело России. – 2013. - №6. с. 197 – 201.
2. Барановский В.В., Короткова Т.Ю. Технико-экономическое обоснование создания тепловых электрических станций: учебное пособие. ВШТЭ СПбГУПТД. –СПб., 2018. Часть 1. – 29 с.
3. Белкин А.П., Дубова А.В. Оценка эффективности перехода на децентрализованное энергоснабжение в Тюменской области. // Научно-технический журнал «Вестник Ивановского государственного энергетического университета». 2016. №2. с. 5-13. URL: <http://vestnik.ispu.ru/taxonomy/term/80#/> (дата обращения: 23.10.2019).
4. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики: учебник 2-е изд., исп. и доп. М.: КНОРУС, 2011. 352 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учебно-методическое пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с.
6. Газопоршневая электростанция принцип работы [Электронный ресурс]. URL: <https://iec-energy.ru/stati/gazoporshnevaya-ustanovka-princip-raboty-i-sostav-osnovnogo-oborudovaniya/> (дата обращения: 26.11.2019).
7. Газопоршневые агрегаты MWM. Генераторные установки для автономного производства энергии: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mwm.com.ru/gazovye-dvigateli-blochnye-tehc/gazovye-dvigateli-generatornyye-ustanovki/> (дата обращения: 22.12.2019).
8. Газопоршневые электростанции: каталог оборудования [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cogeneration.ru/equipment/> (дата обращения: 26.10.2019).

9. Газотурбинные электростанции производства ЛЗТМ [Электронный ресурс]. URL: <http://lztm.ru/products/gazoturbinnye-elektrostantsii/> (дата обращения: 30.10.2019).
10. Газотурбинные электростанции. Газотурбинные установки для энергетики: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <http://www.avid.ru/energy/engines/> (дата обращения: 22.12.2019).
11. Газотурбинные электростанции: реализованные проекты на рынке ТЭК [Электронный ресурс]. URL: <http://odk-gt.ru/index.php/ru/produksiya/gazoturbinnye-elektrostantsii/> (дата обращения: 30.10.2019).
12. Завод энергетического оборудования «Федвиг» - газопоршневые электростанции российского производства: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <https://fedvig.ru/> (дата обращения 26.10.2019).
13. Зысин Л.В. Парогазовые и газотурбинные электростанции: учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2010. 368 с.
14. Исследовательская компания Abercade. Аналитика. Энергетика. Рынок газопоршневых и двухтопливных установок в России [Электронный ресурс]. URL: <http://www.abercade.ru/> (дата обращения: 30.10.2019).
15. Каталог поставщиков – Газовые турбины. Газотурбинные установки [Электронный ресурс]. URL: <https://energybase.ru/vendor/gas-turbines/> (дата обращения: 30.10.2019).
16. Когенерационные установки Tedom: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <https://www.tedom.com/ru/kogeneracionnyje-ustanovki/> (дата обращения: 22.12.2019).
17. Константинов В.Н. Математическое моделирование режимов работы электроэнергетических систем: учебное пособие. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2014. – 148 с.
18. Костин Д.А., Разуваев А.В., Кочеваткина Э.Ф. Оценка экономической эффективности когенерационной установки для ВУЗА. // Научно-технический журнал «Вестник Саратовского Государственного

Технического Университета». 2013. с. 115-120. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/15643824/> (дата обращения: 22.10.2019).

19. Костюков В.Д. Анализ ключевых систем и модулей ГПУ при разработке методики расчёта окупаемости // Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция «Молодёжь. Наука. Общество» (21 декабря 2020 г – 29 января 2021 г): сборник студенческих работ / Издательство Тольяттинского государственного университета, 2021.

20. Костюков В.Д. Анализ энергоэффективности газопоршневых установок отечественного и зарубежного производства // V Национальная научно-практическая конференция «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве»: сборник (12.12.2019 года, г. Казань).

21. Костюков В.Д. Анализ эффективности капиталовложений потребителей в газопоршневые установки // Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция «Молодёжь. Наука. Общество»: сборник конференции (05.12.2019 г.) – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. с. 617 – 619.

22. Костюков В.Д. Методика технико-экономического анализа периода окупаемости ГПЭС на промышленном объекте // V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019)»: сборник трудов (12-13 ноября 2019 года, г.Тольятти). Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. с. 271 – 274.

23. Костюков В.Д. Программная реализация технико-экономического анализа периода окупаемости газопоршневых и газотурбинных установок // сборник Всероссийской научной конференции «ЭЛЭТ-2020: Электроэнергетика и электротехника», Саратов 22-23 декабря 2020 г.

24. Костюков В.Д. Разработка методики расчёта окупаемости собственных источников генерации промышленных предприятий // Научно-

практическая конференция «Студенческие дни науки в ТГУ» (05.04.2021 – 30.04.2021): сборник студенческих работ / Издательство Тольяттинского государственного университета, г. Тольятти.

25. Костюков В.Д. Расчёт окупаемости собственного источника питания на предприятии // «Студенческие дни науки в ТГУ»: научно-практическая конференция (Тольятти, 1–30 апреля 2019 года): сборник студенческих работ. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. с. 173 – 175.

26. Костюков В.Д. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020617153 (дата гос. регистрации в Реестре программ для ЭВМ: 02.07.2020 г.).

27. Костюков В.Д. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020665801 (дата гос. регистрации в Реестре программ для ЭВМ: 01.12.2020 г.).

28. Костюков В.Д. Технико-экономический анализ эффективности капиталовложений потребителей в собственные источники электроэнергии и тепла // Научно-практическая конференция «Студенческие дни науки в ТГУ» (20 апреля – 10 мая 2020 г.): сборник студенческих работ / Издательство Тольяттинского государственного университета, 2020 г.

29. Костюков В.Д., Кретов Д.А. Технико-экономический анализ периода окупаемости газотурбинных установок // Сборник L Международной научно-практической конференции «Фёдоровские чтения – 2020» (17 – 20 ноября 2020 г.) / МЭИ. – Москва, 2020. – С. 359 – 367.

30. Кретов Д.А., Костюков В.Д. Разработка методики расчёта срока окупаемости собственного источника питания промышленного предприятия на основе газопоршневой установки. // Журнал «Фундаментальные исследования» – 2019. - №8. с. 42-46.

31. Мини-ТЭЦ: отработанные решения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.esist.ru/work/mini-tec/> (дата обращения: 26.10.2019).

32. ОАО «ВДМ» газопоршневые электростанции: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <https://vdm-plant.ru/> (дата обращения: 22.12.2019).
33. ОАО «РУМО» газопоршневые электрические агрегаты: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <https://rumo.nnov.ru/products/> (дата обращения: 22.12.2019).
34. ООО «Синтур-НТ» газовые электростанции: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <http://sintur-nt.ru/pageobsveden/> (дата обращения: 22.12.2019).
35. Отечественные производители газовых турбин [Электронный ресурс]. URL: <http://ccpowerplant.ru/otechestvennyye-proizvoditeli-gazovykh-turbin/> (дата обращения: 30.10.2019).
36. Оценка стоимости строительства и эксплуатации электростанций. Сравнение стоимости строительства и эксплуатации генерирующего оборудования в России с международным рынком. [Электронный ресурс]. URL: <https://docviewer.yandex.ru/view/prilozhenie-1-razdel-4.pdf/> (дата обращения: 09.11.2019).
37. Полищук В.И., Боровиков Ю.С. Общая энергетика: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 201с.
38. Поставщики газовых генераторных установок, электростанций в России [Электронный ресурс]. URL: <https://www.energoportal.ru/companies/gazovye-generatornye-ustanovki-elektrostancii/> (дата обращения: 30.10.2019).
39. Пример расчёта окупаемости мини-ТЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.esist.ru/info/okupaemost/> (дата обращения: 22.10.2019).
40. Сивков А.А. Основы электроснабжения: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 182 с.
41. Собственная генерация электроэнергии и пара на промышленных предприятиях [Электронный ресурс].

URL:<http://zavodagt.ru/stati/sobstvennaya-generatsiya-elektroenergii-i-para-na-promyshlennykh-predpriyatiyakh> (дата обращения: 20.10.2019).

42. Сумарокова Л.П., Филонов А.А. Оценка рациональности использования биогазовых установок в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей. // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ». 2013. №4. с. 1-11. URL: <https://naukovedenie.ru/PDF/43tvn413.pdf/> (дата обращения: 23.10.2019).

43. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 №261-ФЗ (последняя редакция). Законодательные акты Российской Федерации.

44. Чухлебов Л.Е. Оценка целесообразности использования систем автономного энергообеспечения для предприятий молочной промышленности [Электронный ресурс]. URL: <https://docviewer.yandex.ru/view/128787734/pdf/> (дата обращения: 23.10.2019).

45. Borland Software Corporation. Delphi language guide [Электронный ресурс]. URL:<https://www.win.tue.nl/~wstomv/edu/delphi/DelphiLanguageGuide.pdf/> (дата обращения: 16.02.2020).

46. Cogeneration and trigeneration [Электронный ресурс]. URL:<https://www.mwm.net/mwm-chp-gas-engines-gensets-cogeneration/mwm-competencies/cogeneration-trigeneration-plants/> (дата обращения: 27.11.2019).

47. Combustion Engine for Power Generation: Introduction [Электронный ресурс]. URL:<https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/combustion-engine-for-power-generation-introduction/> (дата обращения: 27.11.2019).

48. Efficiency versus flexibility: advances in gas turbine technology [Электронный ресурс]. URL: <https://www.powerengineeringint.com/2011/04/01/efficiency-versus-flexibility-advances-in-gas-turbine-technology/> (дата обращения: 15.12.2019).

49. FG Wilson gas piston power plants: product catalog [Электронный ресурс]. URL: <https://www.fgwilson.com/> (дата обращения: 22.12.2019).
50. General Electric, Siemens, Solar Turbines, Alstom, Rolls Royce: gas turbines [Электронный ресурс]. URL: <https://dm.energy/ru/gazoturbinnye-ustanovki/> (дата обращения: 30.10.2019).
51. Juan Pablo Jimenez Navarro, Sylvain Quoilin, Andreas Zucker The joint effect of centralized cogeneration plants and thermal storage on the efficiency and cost of the power system [Электронный ресурс]. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218302536/> (дата обращения: 27.11.2019).
52. Kretov D., Kostyukov V. The Natural Gas Cogeneration Units Feasibility Study («International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern technologies (FarEastCon2020)», Scopus) (электронный ISBN: 978-1-7281-6951-4; DOI: 10.1109 / FarEastCon50210/2020/9271149; Издатель: IEEE; Место проведения конференции: Владивосток, Россия 6-9 октября 2020 г.).
53. Power generation. Gas power plants [Электронный ресурс]. URL: <http://www.wartsila.com/en/power-plants/smart-power-generation/gas-power-plants/> (дата обращения: 30.10.2019).
54. Siemens gas piston power plants: product catalog [Электронный ресурс]. URL: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/power-generation/gas-engines.html/> (дата обращения: 22.12.2019).