



УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
Объединенный институт высоких температур РАН

УДК 620.9
№ гос. регистрации 01200957364
Инв. №

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель директора
ОИВТ РАН
д.т.н.



В.А. Зейгарник

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛО-
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБОСОБЛЕННЫХ ЗДАНИЙ И
СООРУЖЕНИЙ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ
ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ
УСТАНОВОК С КОГЕНЕРАЦИЕЙ ЭНЕРГИИ ПРИ
МАКСИМАЛЬНОМ УЧЕТЕ РЕАЛЬНОГО СООТНОШЕНИЯ
ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК**

Госконтракт № 02.516.11.6198 от 25 июня 2009 г.
Шифр «2009-06-1.6-31-30-031»

**Этап 4: Анализ эффективности схем совместной
работы энергоисточника, энергосистемы и
потребителя энергии
(итоговый)**

Руководитель работы

Заведующий лабораторией ОИВТ РАН, д.т.н.

 В.М. Зайченко

Ответственный исполнитель

Ведущий научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н.

 Л.Б. Директор

Москва

Сентябрь 2010 г.

Список основных исполнителей, участвовавших в подготовке итогового отчета о научно-исследовательской работе:

Должность	Раздел отчета	Подпись	Ф.И.О.
От ОИВТ РАН			
Зав. лаб., д.т.н.	Введение, заключение, глава 3		В.М. Зайченко
Вед. научн. сотр., д.т.н.	Главы 1, 2, 3		Л.Б. Директор
Вед. научн. сотр., д.ф.-м.н.	Разделы 3.4, 4.1, приложения Б, Г		И.Л. Майков
Ст. научн. сотр.	Приложение А, В		А.В. Марков
Вед. инж.	Оформление отчета		И.И. Шарыкина
Соисполнители			
От МЭИ (ТУ)			
Профессор, д.т.н.	Глава 4		А.В. Волков
Доц., к.т.н.	Приложение В		Ю.В. Яворовский
Зав. лаб.	Приложение В		В.Г. Хромченков
От ЗАО «Коутингплазм»			
Зав. отд.	Глава 2, Приложение В		К.С. Медведев

РЕФЕРАТ

Отчет 64 с., 25 рис., 8 табл., 21 источник, 4 прил.

ГАЗОПОРШНЕВАЯ МИНИ-ТЭЦ, КОГЕНЕРАЦИЯ, АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ЭНЕРГОКОМПЛЕКС, ПРОГРАММА ОПТИМИЗАЦИИ

Работа выполнялась в соответствии с государственным контрактом от 25 июня 2009 года № 02.516.11.6198 и дополнительным соглашением от 08 июня 2010 г. №1 по теме: «Разработка методологии эффективного тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок».

Объектом исследований и разработки являлись энергетические комплексы для тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений.

Цель работы – разработка методологии и компьютерной программы для оптимизации тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников энергии и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок.

Методология проведения работы заключалась в комплексном использовании математического моделирования и численных исследований, физического моделирования на экспериментальном стенде и натурных испытаний энергокомплекса в условиях реального демонстрационного объекта.

В процессе выполнения 4 этапа госконтракта выполнены следующие работы:

1. Определена эффективность разработанных схем на примере системы энергоснабжения автономного объекта.
2. Выполнен анализ совместной работы энергоисточника, потребителя и энергосистемы в целом.
3. Разработаны рекомендации по оптимальному использованию газопоршневой установки и отопительной котельной для энергоснабжения обособленных потребителей энергии.
4. Подготовлен итоговый научно-технический отчет.
5. Подготовлено Техническое задание на ОКР «Разработка и создание интеллектуальной энергетической технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов и альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения».

6. Проведена технико-экономическая оценка рыночного потенциала полученных результатов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ СХЕМ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АВТОНОМНОГО ОБЪЕКТА	12
1.1 Специальная астрофизическая обсерватория РАН	12
1.1.1 Характеристика систем энергоснабжения САО РАН	13
1.1.2 Схема подключения мини-ТЭЦ к существующей электрической сети	17
1.1.3 Схема подключения мини-ТЭЦ к тепловой сети	18
1.1.4 Результаты испытаний	19
1.1.5 Анализ эффективности фактической схемы энергокомплекса САО	20
1.1.6 Расчет обобщенной схемы	25
1.2 Выводы к главе 1	27
2 АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОИСТОЧНИКА, ПОТРЕБИТЕЛЯ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЦЕЛОМ	29
2.1 Определения	29
2.2 Классификация автономных энергокомплексов по составу оборудования	30
2.3 Особенности характеристик газопоршневых агрегатов	32
2.4 Особенности взаимодействия элементов энергосистемы в целом	35
2.5 Выводы к главе 2	37
3 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКИ И ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБОСОБЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ	38
3.1 Эффективность когенерационных схем	38
3.2 Условия выбора схемных решений	40
3.3 Задача выбора газопоршневой мини-ТЭЦ	42
3.4 Рекомендации по работе с программой EnergyOptim	45
3.5 Рекомендации по использованию газопоршневой установки и отопительной котельной	46
3.6 Выводы к главе 3	47
4 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ	48
4.1 Оценка эффекта от внедрения разработанного программного комплекса EnergyOptim	48

4.2 Оценка рынка и экономического эффекта от внедрения типовых решений на котельных России	49
4.3 Оценка эффективности разработанных схем энергокомплексов при вводе новых мощностей	50
4.4 Методика анализа финансово-коммерческой эффективности инвестиций в строительство газопоршневых мини-ТЭЦ.....	52
4.5 Выводы к главе 4	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
ЛИТЕРАТУРА	63
ПРИЛОЖЕНИЯ	
А Акт пуско-наладочных работ.....	65
Б Руководство пользователя программой EnergyOptim.....	73
В Техническое задание на ОКР «Разработка и создание интеллектуальной энергетической технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов и альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения» (проект).....	86
Г CD с программой EnergyOptim	

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы для эффективной интеграции нетрадиционных и автономных источников энергии с потребителями энергии и традиционной энергосистемой активно развиваются так называемые интеллектуальные энергосети (Smart Grid). Под интеллектуальной энергосистемой Smart Grid понимается такая система производства, передачи и распределения энергии, которая сочетает в себе элементы традиционной энергетики и новейшие энергетические технологии, комплексные инструменты контроля и мониторинга, а также информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие более высокую производительность энергосети [1]. В ведущих индустриально развитых странах при поддержке государственных структур уже реализован ряд подобных проектов, в частности, правительство США выделяет на эти разработки 3,4 млрд. долл.

В российских исследовательских организациях также начаты исследования, направленные на разработку концепции отечественных активно-адаптивных интеллектуальных сетей, учитывающих специфику российских энергосистем.

В перспективных энергетических программах особое внимание уделяется развитию систем распределенной энергетики, внедрению автономных энергетических установок, широкому использованию когенерационных энергетических технологий. В этой связи задача создания интеллектуальных энергетических технологий актуальна не только для «большой» энергетики, но и для автономных энергетических комплексов, сочетающих как установки традиционной энергетики, так и альтернативные источники энергии.

Технологию Smart Grid условно можно разделить на две взаимосвязанные системы: систему аппаратного обеспечения, включающую интеллектуальные датчики, элементы управления, коммутаторы, сети, и интеллектуальное ядро Smart Grid – алгоритмы оптимизации и управления и соответствующие программные коды.

В рамках настоящего проекта решались две задачи. Прежде всего, задача разработки методического подхода к оптимизации схемных решений для автономных энергокомплексов, включающих, помимо традиционных источников энергии (котельной, централизованной электрической сети), альтернативные источники электрической и тепловой энергии. Это могут быть установки, использующие возобновляемые источники энергии, дизельные и газопоршневые электростанции и мини-ТЭЦ.

Другая, не менее важная задача – разработка интеллектуального инструмента, обеспечивающего оптимальные режимы эксплуатации энергокомплекса, учитывающего взаимодействие разнотипных источников энергии, систем аккумулирования, оптимально ре-

гулирующего направления потоков энергии с учетом особенностей источников энергии и реальных графиков изменения энергетических нагрузок потребителя.

Другими словами, вторая задача является ни чем иным, как частью интеллектуально-го ядра технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов.

Стратегия работы над проектом определила последовательность и содержание этапов: выбор идеологии и критериев оптимизации и подготовка исходных данных; разработка математических моделей энергокомплекса и отдельных его элементов, разработка алгоритмов и адаптация вычислительных методов; реализация моделей в программных кодах, верификация моделей и программ по данным стендовых испытаний; определение эффективности разработанных подходов и программ в условиях реальных объектов, разработка рекомендаций по использованию газопоршневой мини-ТЭЦ и отопительной котельной для энергоснабжения обособленных потребителей энергии.

Анализ характеристик отечественных и зарубежных газопоршневых энергетических установок с когенерацией показал, что, учитывая значительно более низкую, чем западных аналогов, удельную стоимость отечественных установок при близких технических характеристиках, их ремонтпригодность как в любом российском регионе, так и в странах – традиционных потребителях советской и российской автотракторной техники, имеются хорошие перспективы освоения отечественными производителями соответствующих сегментов рынка. В качестве базовых мини-ТЭЦ для исследований выбраны установки, разработанные и созданные в процессе выполнения Госконтракта № 02.526.12.6007 от 03.10.2007, шифр «2007-6-2.6-31-04-002» (головной исполнитель НГТУ), по уровню технических характеристик, в основном, соответствующие показателям, достигнутым ведущими западными производителями [2].

Разработанная математическая модель [3, 4] описывает обобщенную схему, определяющую связи энергетических потоков между элементами энергокомплекса: источниками энергии, аккумуляторами тепла, преобразователями энергии и внешними сетями. Процедура оптимизации заключается в минимизации функционала (целевой функции), коэффициенты которого определяются выбранным критерием оптимизации. Для эффективного обеспечения итерационного процесса использована численная процедура – симплекс-метод с искусственным базисом. В связи с большой размерностью задачи для ее решения применен метод декомпозиции. Математическая модель автономного энергоснабжения обособленных потребителей при резко переменных графиках тепловой и электрической нагрузок и разработанные алгоритмы оптимизации позволяют за счет выбора вида целевой функции с учетом графиков изменения электрической и тепловой нагрузок потреби-

теля оптимизировать схему и определить оптимальные, с точки зрения выбранного критерия, характеристики компонентов схемы.

Математическая модель реализована в пакете программ EnergyOptim со специально разработанным графическим интерфейсом, обеспечивающим ввод информации, анализ архивацию и графическое представление результатов оптимизационных расчетов. В зависимости от детальности информации о графиках изменения энергетических нагрузок потребителя предусмотрены варианты расчетов с часовыми интервалами, повторяющимися недельными и месячными блоками.

В результате испытаний газопоршневых мини-ТЭЦ на комплексном стенде ОИВТ РАН с использованием имитаторов тепловой и электрической нагрузок определены основные характеристики установок, необходимые для проведения оптимизационных расчетов. В пределах технических возможностей испытательного стенда реализованы режимы работы мини-ТЭЦ при рассогласованных электрической и тепловой нагрузках, характерных для большинства реальных потребителей энергии. Проведенные расчеты с использованием программы EnergyOptim показали, что расхождения расчетных и полученных в испытаниях результатов находятся в пределах 3 – 4 %, что подтверждает адекватность математической модели и программы.

Натурные испытания проводились на площадке Специальной астрофизической обсерватории РАН (САО РАН, пос. Нижний Архыз, Карачаево-Черкесия) в процессе опытно-промышленной эксплуатации газопоршневой мини-ТЭЦ АГ315-Т400-2РК-МТ. В состав энергокомплекса САО РАН, помимо газопоршневой установки, входит отопительная котельная. Основные потребители энергии – жилой сектор (около 1000 жителей), административные и лабораторные корпуса Обсерватории.

Результаты оптимизационных расчетов показали, что выбранная идеология моделирования и оптимизационных процедур позволяет оперативно оценивать эффективность схемы энергокомплекса, определять номинальные параметры и количество установок, оценивать предварительные технико-экономические показатели проектов. Использование в расчетах реальных характеристик газопоршневых установок, полученных в результате моделирования графиков нагрузок автономного потребителя при стендовых испытаниях, позволило максимально учесть их особенности.

Основные результаты предыдущих этапов работы представлены в промежуточных отчетах:

1. Промежуточный отчет о НИР «Разработка методологии эффективного тепло-электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенера-

цией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». Госконтракт № 02.516.11.6198, этап 1: «Анализ эффективных схем автономного энергоснабжения обособленных потребителей с использованием газопоршневых мини-ТЭЦ». 2009 г. Инв. № 02200953227.

2. Промежуточный отчет о НИР «Разработка методологии эффективного теплоэлектроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». Госконтракт № 02.516.11.6198, этап 2: «Разработка математических моделей интеграции газопоршневой мини-ТЭЦ в стандартную отопительную котельную». 2009 г. Инв. № 02200954312.
3. Промежуточный отчет о НИР «Разработка методологии эффективного теплоэлектроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». Госконтракт № 02.516.11.6198, этап 3: «Разработка программы для оптимизации схем тепло- электроснабжения автономных потребителей». 2010 г. Инв. №

Итоговый отчет о научно-исследовательской работе подготовлен по результатам выполнения 4 этапа государственного контракта № 02.516.11.6198 «Разработка методологии эффективного тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок», выполняемого в рамках Федеральной целевой научно-технической программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы».

В соответствии с календарным планом на отчетном этапе решались следующие задачи:

1. Определение эффективности разработанных схем на примере системы энергоснабжения автономного объекта.
2. Анализ совместной работы энергоисточника, потребителя и энергосистемы в целом.
3. Разработка рекомендаций по оптимальному использованию газопоршневой установки и отопительной котельной для энергоснабжения обособленных потребителей энергии.
4. Подготовка итогового научно-технического отчета.

5. Подготовка Технического задания на ОКР.
6. Проведение технико-экономической оценки рыночного потенциала полученных результатов.

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ СХЕМ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АВТОНОМНОГО ОБЪЕКТА

Для оценки эффективности разработанных схем автономных энергокомплексов рассмотрен характерный обособленный объект – автономный научный поселок Специальной астрофизической обсерватории РАН. На объекте проведены исследования на введенном энергокомплексе «котельная – газопоршневая мини-ТЭЦ», на основе фактических данных по энергопотреблению с использованием программы EnergyOptim проанализирована эффективность схемы автономного энергокомплекса и разработаны режимные карты работы оборудования.

1.1 Специальная астрофизическая обсерватория РАН

Учреждение Российской академии наук Специальная астрофизическая обсерватория (САО РАН) образована в 1966 году и в настоящее время является крупнейшим российским астрономическим центром наземных наблюдений объектов Вселенной [5].

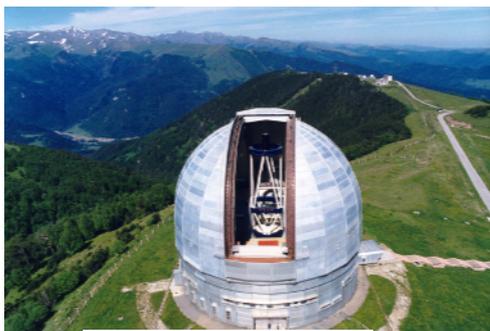


Рисунок 1.1 – БТА

Основными инструментами обсерватории: оптический телескоп БТА (Большой Телескоп Азимутальный) с диаметром главного зеркала 6 м (рис. 1.1) и радиотелескоп РАТАН-600 (Радио Телескоп Академии Наук) с кольцевой многоэлементной антенной диа-

метром 600 м (рис. 1.2). Телескопы имеют статус инструментов открытого коллективного пользования, допускающий широкую интеграцию с мировым астрономическим сообществом.



Рисунок 1.2 РАТАН



Рисунок 1.3 – Научный городок

Обсерватория расположена в Зеленчукском районе Карачаево-Черкесской Республики Российской Федерации. Научный поселок Нижний Архыз (лабораторные и административно-хозяйственные корпуса САО и жилые дома сотрудников) построен на берегу реки Большой Зеленчук (рис. 1.3).

В рамках Государственного контракта № 02.447.11.5011 «Энергоэффективные системы децентрализованного энергоснабжения на основе комбинированного использования возобновляемых ресурсов и традиционных источников энергии» [6] и программы Российской академии наук «Повышение эффективности использования учреждениями РАН энергоресурсов и сокращение расходов на эти цели» для САО разработана и реализуется программа энергосбережения с применением возобновляемых и нетрадиционных источников энергии для электро- и теплоснабжения научных объектов и жилого поселка Обсерватории [7, 8].

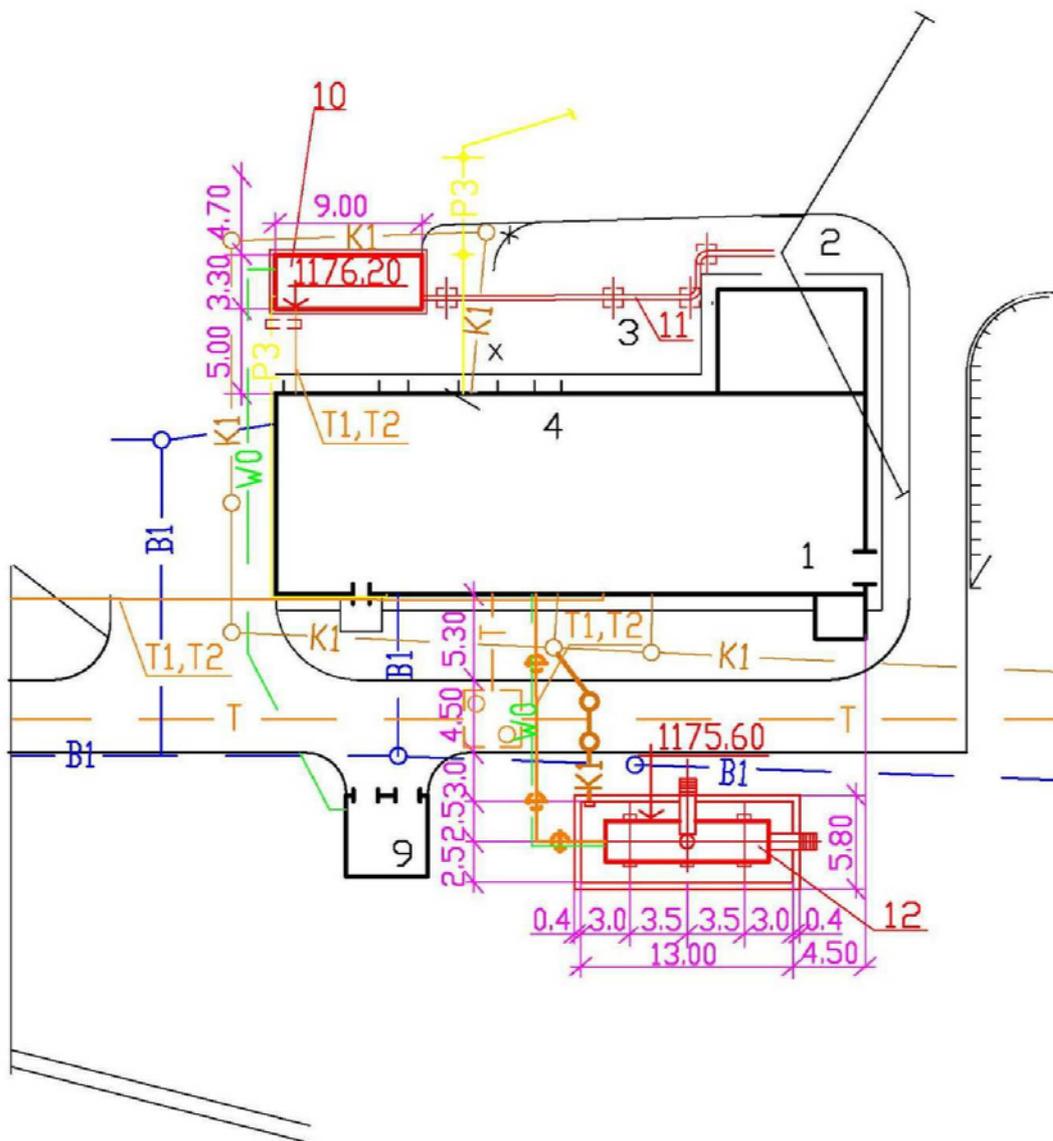
Одной из ключевых задач, связанных с частыми перебоями в электроснабжении (типичовая линия электропередач 35 кВ без резерва) и большими рисками вывода из строя при отключении электропитания уникального астрофизического оборудования и оборудования котельной жилого городка, было создание собственного источника энергоснабжения – когенерационной энергоустановки (мини-ТЭЦ), обеспечивающей бесперебойное электроснабжение электроприемников 1 и 2 категорий и отопление и горячее водоснабжение жилого поселка. Мини-ТЭЦ в контейнерном исполнении (рис. 1.4) смонтирована на территории Нижней научной площадки САО в 2009 г. и весной 2010 г. после проведения пуско-наладочных работ (Акт о проведении пусконаладочных работ – Приложении Б) введена в опытно-промышленную эксплуатацию. Генеральный план размещения мини-ТЭЦ на территории газовой котельной представлен на рис. 1.5.



Рисунок 1.4 – Мини-ТЭЦ в комплексе с котельной САО РАН

1.1.1 Характеристика систем энергоснабжения САО РАН

Территориально объекты Обсерватории расположены на трех площадках: Нижняя научная площадка (ННП) – жилой городок, лабораторный и административный комплекс, инфраструктура; верхняя научная площадка – БТА, гостиница, техблок; площадка комплекса радиотелескопа РАТАН.



Номер на схеме	Наименование оборудования	Примечание
	Существующее	
1	Котельная	
2	Дымовая труба высотой 40 м с оттяжками	
3	Барбатер-смеситель	
4	Склад соли	Подземный
9	Трансформаторная подстанция КТП-2	
	Вводимое	
10	Газопоршневая мини-ТЭЦ	
11	Газоход	
12	Бак-аккумулятор горячей воды АГВ	Не установлен
P3	Газопровод высокого давления от 3 до 6 кгс/см ²	
W0	Силовой кабель	

Рисунок 1.5 – Генеральный план размещения мини-ТЭЦ

Нижняя научная площадка обеспечивается электроэнергией от сетей Карачаево-Черкесскэнерго, теплом – от собственной газовой котельной. Электропотребление ННП составляет более 2000 тыс. кВтч/год, фактическая мощность электроприемников 1325 кВт. Относительное потребление электроэнергии по направлениям использования показано на рис. 1.6.

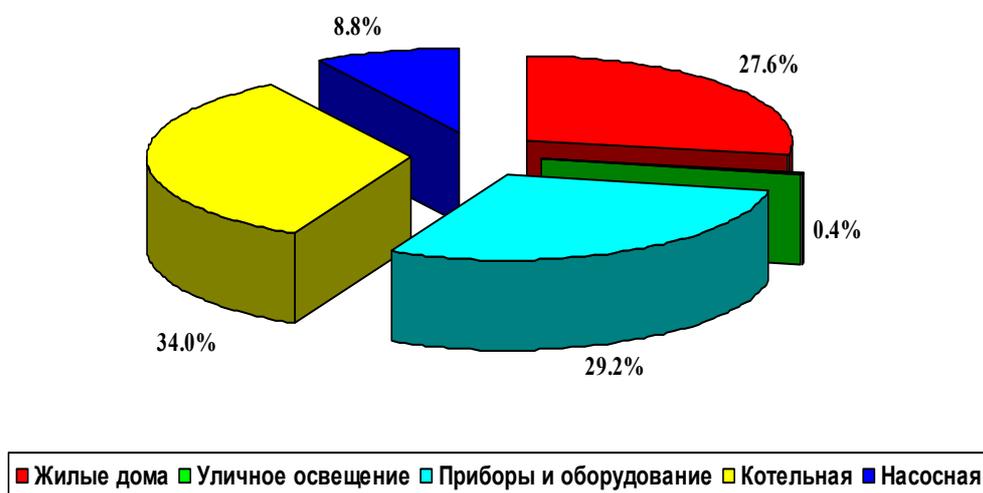


Рисунок 1.6 – Относительное потребление электроэнергии по направлениям использования

Потребление электроэнергии объектами ННП в 2009 г. представлено на рис. 1.7.

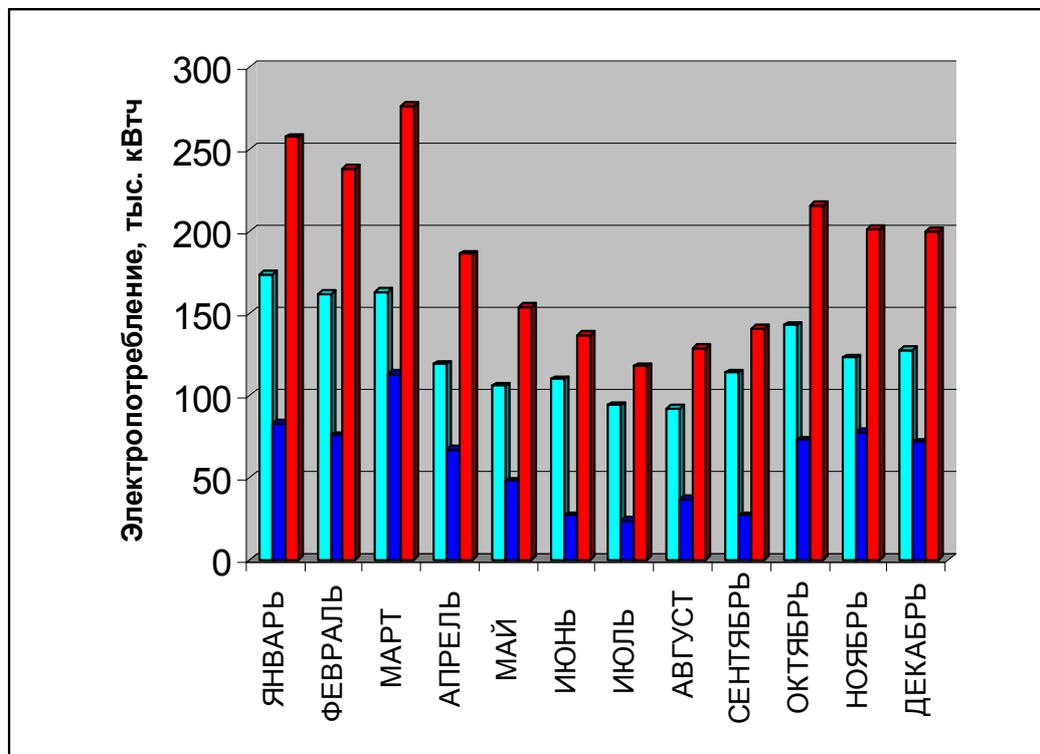


Рисунок 1.7 – Потребление электроэнергии объектами ННП в 2009 г.: красные столбики – общее потребление; синие – потребители, подключенные к КТП-2; голубые – потребители, подключенные к КТП-1

В типовой котельной эксплуатируются 2 паровых котла: ДЕ-6,5-14ГМ (используется преимущественно зимой) и ДКВР-2,5/13 (в основном работает для обеспечения системы горячего водоснабжения в летние месяцы). Система тепловых сетей двухтрубная. В отопительный период используется сетевой насос 1Д200-90а с двигателем мощностью 75 кВт, летом систему ГВС обеспечивает насос СМ100-65-200а с двигателем мощностью 16 кВт. Мощность электрооборудования котельной составляет 145 кВт зимой и 100 кВт летом.

Суточные колебания тепловой нагрузки в летнее время определяются в основном жилым комплексом САО. Тепловая сеть достаточно протяженная, в летнее время потери тепла в сети достигают 50 %. Кроме того, сеть, спроектированная для системы отопления, имеет объем порядка 50 куб. м и является своеобразным аккумулятором тепловой энергии.

Годовое потребление тепла ННП показано в табл. 1.1

Таблица 1.1 – Годовое потребление тепла ННП

Годовой расход тепла, Гкал					
Отопление	Вентиляция	Горячее водоснабжение зимой	Горячее водоснабжение летом	Общее горячее водоснабжение	Всего
9422,7	4616,2	2055,8	1727,8	3783,6	17822,2

Данные по потреблению природного газа котельной САО приведены на рис. 1.8.

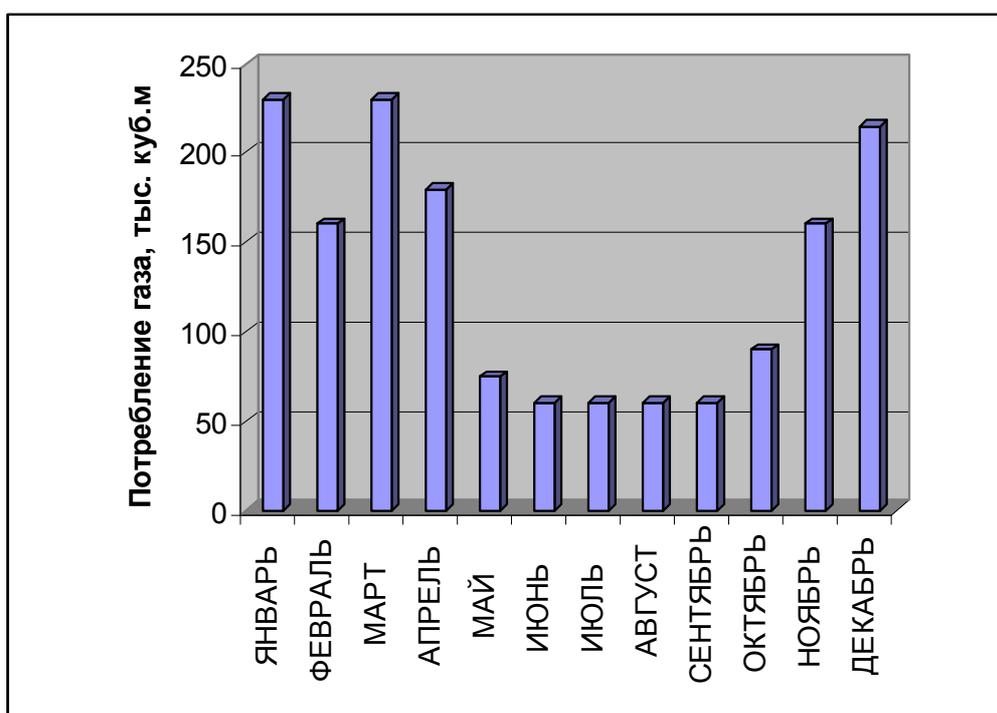


Рисунок 1.8 – Потребление природного газа котельной САО в 2009 г.

1.1.2 Схема подключения мини-ТЭЦ к существующей электрической сети

На время опытно-промышленной эксплуатации блок управления мини-ТЭЦ настроен на работу установки в параллель с промышленной электрической сетью без включения опции экспорта электроэнергии в сеть. В связи с особенностями схемы подсоединений потребителей САО (общая шина 10 кВ для двух КТП) в постоянном режиме работы в параллель с сетью мини-ТЭЦ обеспечивает электроэнергией абонентов КТП-2 (табл. 1.2). Автономное электроснабжение абонентов КТП-1 (при полном отключении промышленной сети) возможно только при ручном отключении шины 10 кВ от подстанции 35/10 кВ.

Таблица 1.2 – Абоненты КТП-2 (фидер Ф337)

Потребители	Установленная мощность, кВт	Фактическая летняя средняя мощность, кВт	Примечания
Котельная	122	40	Постоянно
Очистные	10	6	Постоянно
Автостоянка	5	1	
Склад ЛВЖ	10	25 в две смены, 16 – ночью	
Наружное освещение	5	5	В среднем 8 ч
Пождепо	5	3	Постоянно
Склад	5	2	Постоянно
Гараж	15	15 (днем) 3 (ночью)	
Мазутка, ЩСУ	10	1	Постоянно
ИТОГО	187	114	

Схема электрических подключений мини-ТЭЦ представлена на рис. 1.9.

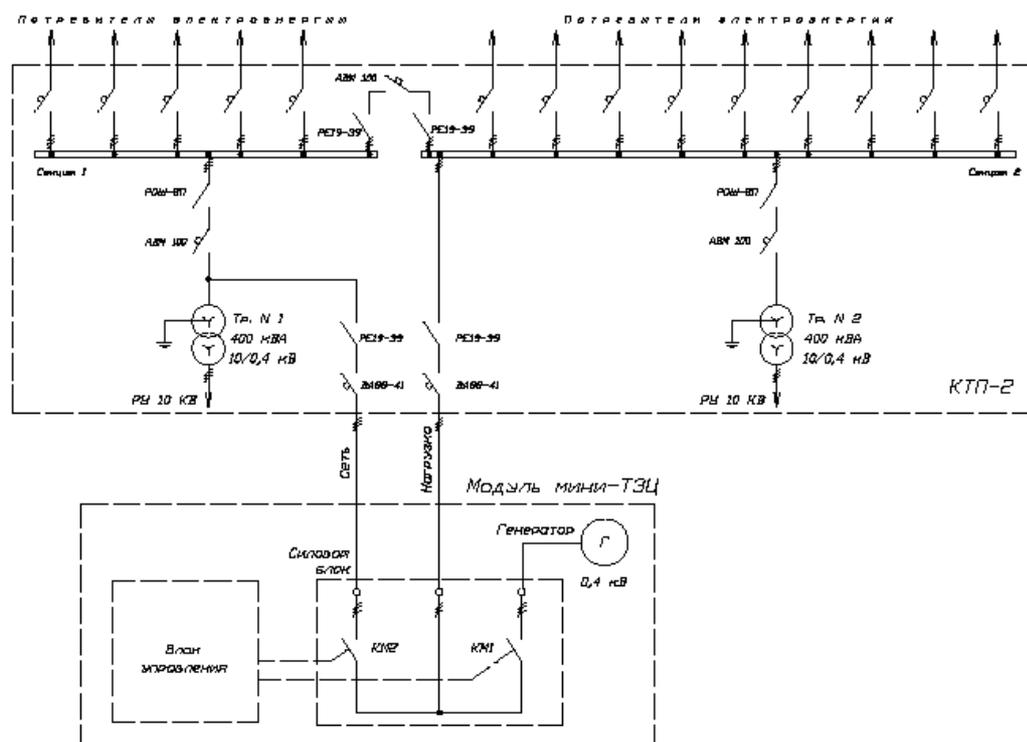


Рисунок 1.9 – Схема подключения мини-ТЭЦ к трансформаторной подстанции КТП-2

1.1.3 Схема подключения мини-ТЭЦ к тепловой сети

В соответствии с проектом предполагалась независимая схема подключения мини-ТЭЦ к тепловой сети САО с собственным контуром циркуляции, включающим циркуляционный насос и промежуточный пластинчатый теплообменник. В настоящее время реализована временная схема, представленная на рис. 1.10. Недостатки схемы – ограничение расхода теплоносителя в контуре мини-ТЭЦ до 15 т/ч (расчетный расход 20 т/ч), связанное с противодействием обратной воды теплосети (до 3 ати), что снижает эффективность теплоутилизационного блока установки, и отсутствие возможности регулирования температуры обратной воды, поступающей в теплоутилизационный контур мини-ТЭЦ.

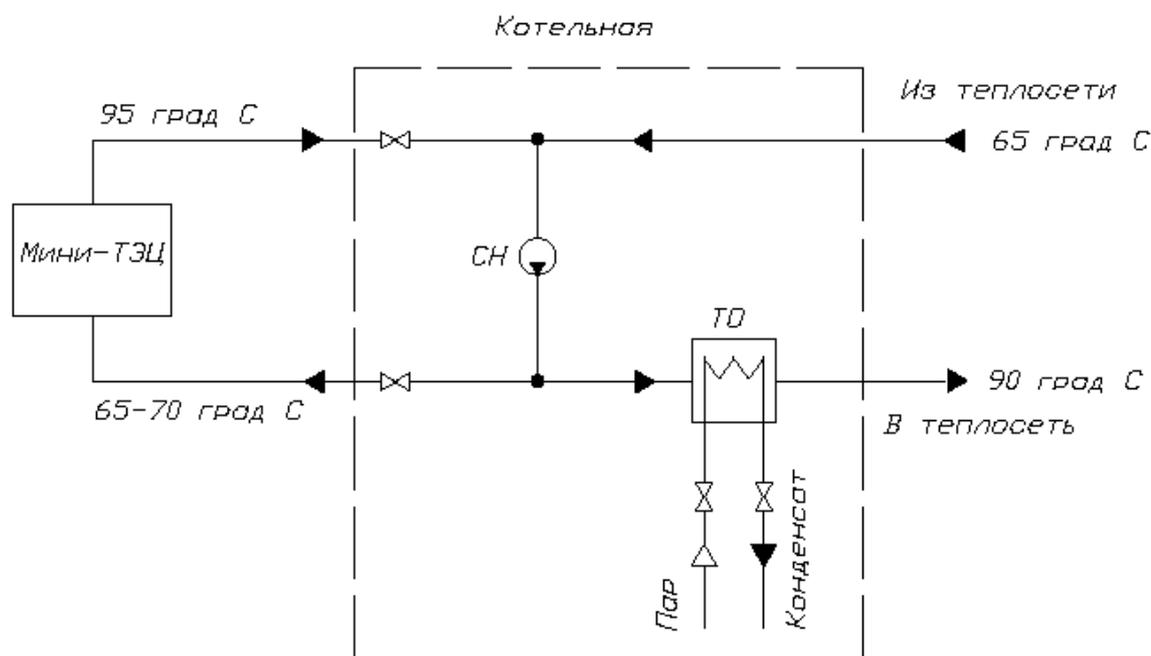


Рисунок 1.10 – временная схема подключения мини-ТЭЦ к тепловой сети

Сетевая вода предварительно подогревается в теплообменном блоке мини-ТЭЦ, смешивается с обратной водой основного контура теплоснабжения и после сетевых насосов поступает в пароводяные подогреватели сетевой воды МВН 1437-0,5 (рис. 1.11).



Рисунок 1.11 – Пароводяные подогреватели сетевой воды МВН 1437-0,5

1.1.4 Результаты испытаний

В связи с ограничениями, накладываемыми временными схемами подключения к тепловой и электрической сетям САО, испытания проводились в двух вариантах.

Первый вариант. Подключены только абоненты КТП-2, максимальная активная мощность 143 кВт, мини-ТЭЦ работает в автоматическом режиме с возможностью импорта электроэнергии из промышленной сети при набросе нагрузки (например, включение мощных электродвигателей) и выдачей тепловой энергии в тепловую сеть.

Второй вариант. Промышленная сеть отключена, по общей шине 10 кВ подключены абоненты КТП-2 и часть абонентов КТП-1, средняя мощность 220 кВт с набросами нагрузки до 280 кВт. Подключения всех абонентов КТП-1, включая жилые дома, приводило к резким набросам нагрузки до 400 кВт и аварийному останову станции. Мини-ТЭЦ работает в автоматической режиме без импорта электроэнергии из сети.

Результаты испытаний представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Результаты испытаний

№ реж.	G_{Γ} , нм ² /ч	N_A , кВт	N , кВА	W_{TO1} , кВт	W_{TO2} , кВт	W , кВт	G_B , т/ч	$T_{обр}$, °С	T_{TO1} , °С	$T_{пр}$, °С	$T_{ПС}$, °С	Прим.
1	58	143	153	139,6	93,0	232,6	15,11	64,0	71,63	77,0	130,3	
2	78	215	235	174,4	151,2	325,6	15,71	59,0	68,5	76,0	140,0	
3	80,6	230		127,9	127,9	244,2	15,71	58,0	64,0	70,0		
4	100	280	293	186,1	151,2	325,6	15,71	58,6	67,8	75,0	136,0	
5	105	280	300	174,5	162,8	337,27	14,68	57,0	66,85	76,0	147,0	С интер-куллером

Обозначения в табл. 1.3:

G_{Γ} – расход природного газа;

N_A – активная мощность;

N – полная мощность;

W_{TO1} – тепловая мощность пластинчатого теплообменника;

W_{TO2} – тепловая мощность кожухотрубного теплообменника;

W – тепловая мощность теплообменного блока;

$T_{обр}$ – температура обратной воды;

T_{TO1} – температура воды за пластинчатым теплообменником;

$T_{пр}$ – температура прямой воды;

$T_{ГС}$ – температура уходящих газов.

Данные натурных испытаний в основном соответствуют результатам стендовых экспериментов [9]. Относительно высокая температура уходящих газов и, как следствие, пониженная эффективность теплообменного блока мини-ТЭЦ объясняются ограничениями по расходу сетевой воды (см. раздел 1.1.3).

1.1.5 Анализ эффективности фактической схемы энергокомплекса САО

В оптимизационных расчетах анализировалась эффективность фактической, временной схемы подключений мини-ТЭЦ к сетям САО. Для сравнения проведены оптимизационные расчеты обобщенной схемы, включающей дополнительное оборудование. Критерий сравнения – стоимость произведенной энергии с учетом действующих в САО тарифов. Испытания проводились при отключенной системе отопления (отопительный сезон продолжается с октября до апреля), в связи с чем рассматривалась только система ГВС. В неотапительный период в котельной эксплуатируется котлоагрегат ДКВР 2,5/13.

Нагрузки системы ГВС в летний период:

– средняя нагрузка системы ГВС (по потреблению газа) 0,535 Гкал/ч (622 кВт);

– расчетная нагрузка ЖКХ по нормативам 0,2 Гкал/ч (233,6 кВт);

– полезный отпуск тепловой энергии абонентам ННП 0,329 Гкал/ч (382 кВтч);

– тепловая мощность котельной по данным эксплуатационных журналов

от 0,5 до 0,6 Гкал/ч (от 580 до 700 кВт).

Анализ показывает, что потери в тепловых сетях в неотапительный период составляют 40 – 50 %, что объясняется изношенностью трубопроводов и изоляции (период эксплуатации – более 40 лет), двухтрубной системой теплоснабжения, рассчитанной на большие тепловые нагрузки в зимний период. Фактический график потребления природного газа котельной (по данным эксплуатационных журналов) показан в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – График расхода природного газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$

День недели	Интервал времени, ч			
	Рабочий (среда, 19.05.2010)	8 – 11	12 – 19	20 – 23
74		70	78	70
Выходной (суббота, 15.05.2010)	Интервал времени, ч			
	9 – 15	16 – 23	24 – 6	7 – 8
	74	110	73	100
Выходной (воскресенье, 16.05.2010)	Интервал времени, ч			
	9 – 12	13 – 17	18 – 22	23 – 8
	89	77	109	74

Основные результаты испытаний котла ДКВР 2,5/13 представлены в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты испытаний котла ДКВР-2,5/13*

Параметр	Размерность	Номер опыта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Расход газа	$\text{нм}^3/\text{ч}$	72	82	136	200	222	244	280	302	318	350
Паропроизводительность	$\text{т}/\text{ч}$	0,76	0,88	1,55	2,37	2,66	2,95	3,42	3,70	3,90	4,29
Теплопроизводительность	$\text{Гкал}/\text{ч}$	0,447	0,517	0,908	1,384	1,558	1,727	2,003	2,166	2,281	2,510
Относительная теплопроизводительность	%	17,9	20,68	36,32	55,36	62,32	69,08	80,12	86,64	91,24	100
КПД котлоагрегата «брутто»	%	77,6	78,8	83,5	86,5	87,7	88,5	89,4	89,7	89,7	89,5

*ПКП «Теплосфера», декабрь 2008 г.

Действующие для потребителей категории САО на июнь 2010 г. тарифы на энергоресурсы (с учетом НДС):

- электроэнергия 3,1978 руб./кВтч;
- природный газ 3,923 руб./ нм^3 ;
- тепловая энергия 815,911 руб./Гкал (0,703 руб./кВтч).

При расчетах низшая теплота сгорания природного газа принималась равной 8000 ккал/ нм^3 (33,6 МДж/ нм^3), тепловые потери в сети – 45 %, уровень температуры сетевой воды – 70/60 °С.

Расчеты выполнены для трех режимов выдачи электрической мощности мини-ТЭЦ, фактически реализуемых в САО (определяются подключаемой нагрузкой):

- 1 режим: день – 130 кВт, ночь – 100 кВт;
- 2 режим: день – 220 кВт, ночь – 150 кВт;
- 3 режим: день – 280 кВт, ночь – 170 кВт.

Расчетные схемы вариантов работы энергокомплекса представлены на рис. 1.12, 1.13.

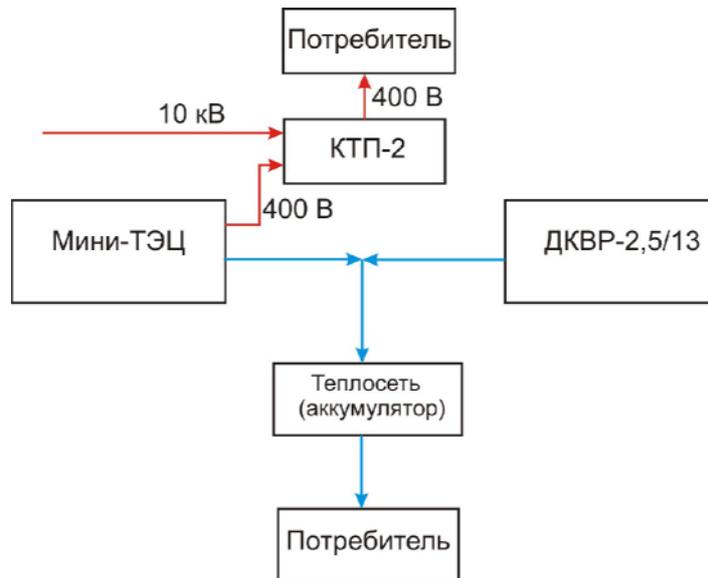


Рисунок 1.12 – Расчетная схема для режима №1

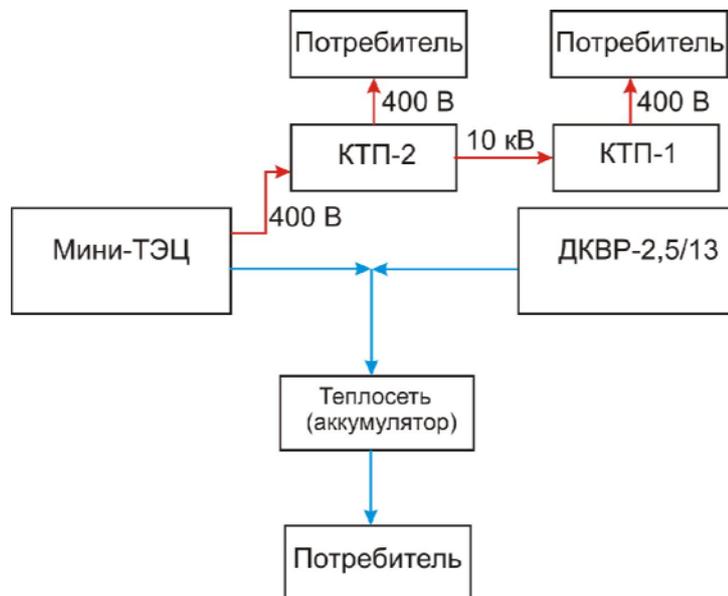


Рисунок 1.13 – Расчетная схема для режимов №2, №3

Графики изменения электрической и тепловой нагрузок потребителя представлены на рис. 1.14.

Тепловая нагрузка рассчитывалась, исходя из измеренного расхода газа в котельной и к.п.д. котла с учетом потерь в тепловой сети.

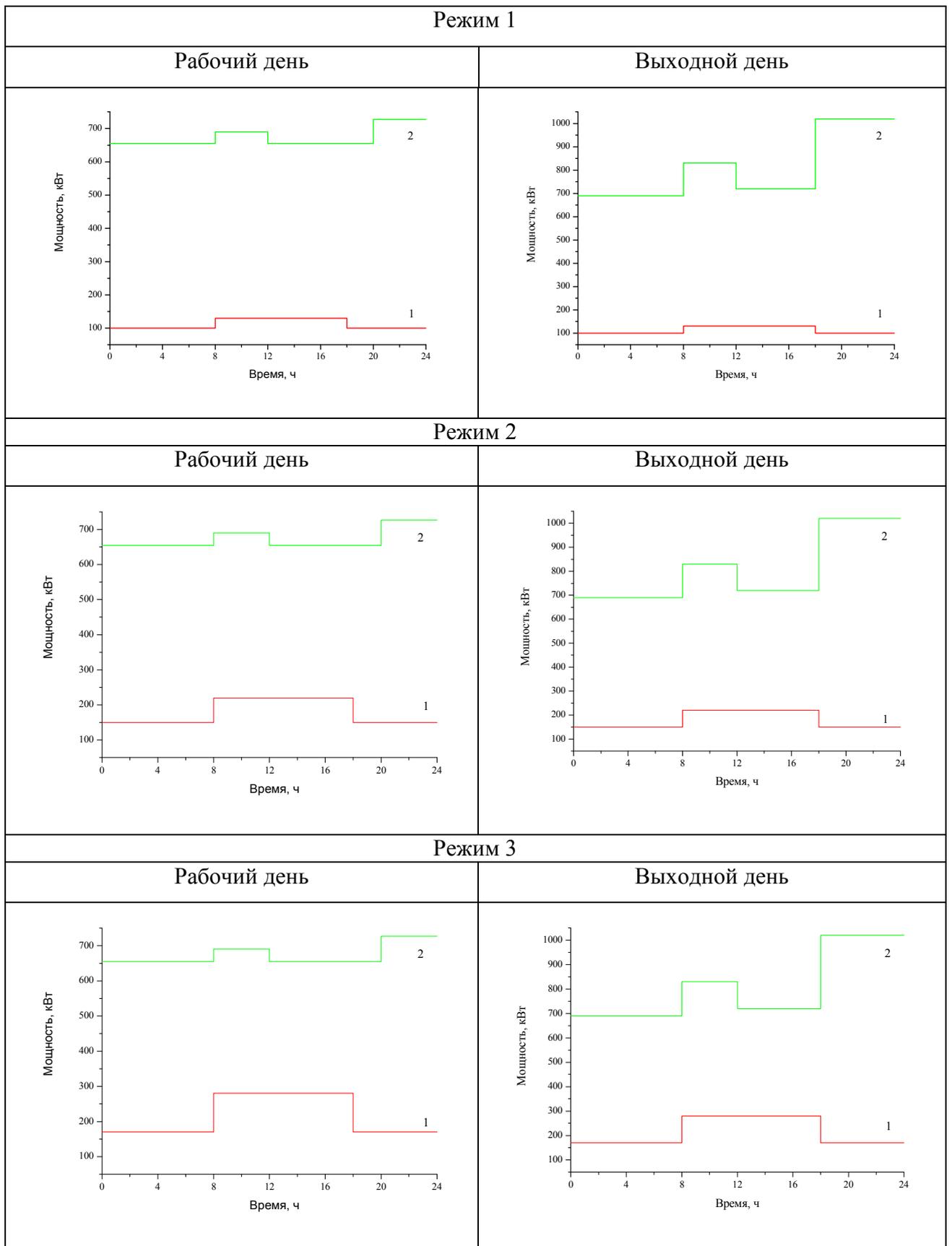


Рисунок 1.14 – Графики изменения электрической (1) и тепловой (2) нагрузок потребителя

Результаты оптимизационных расчетов фактических схем энергокомплекса САО представлены на рис. 1.15.

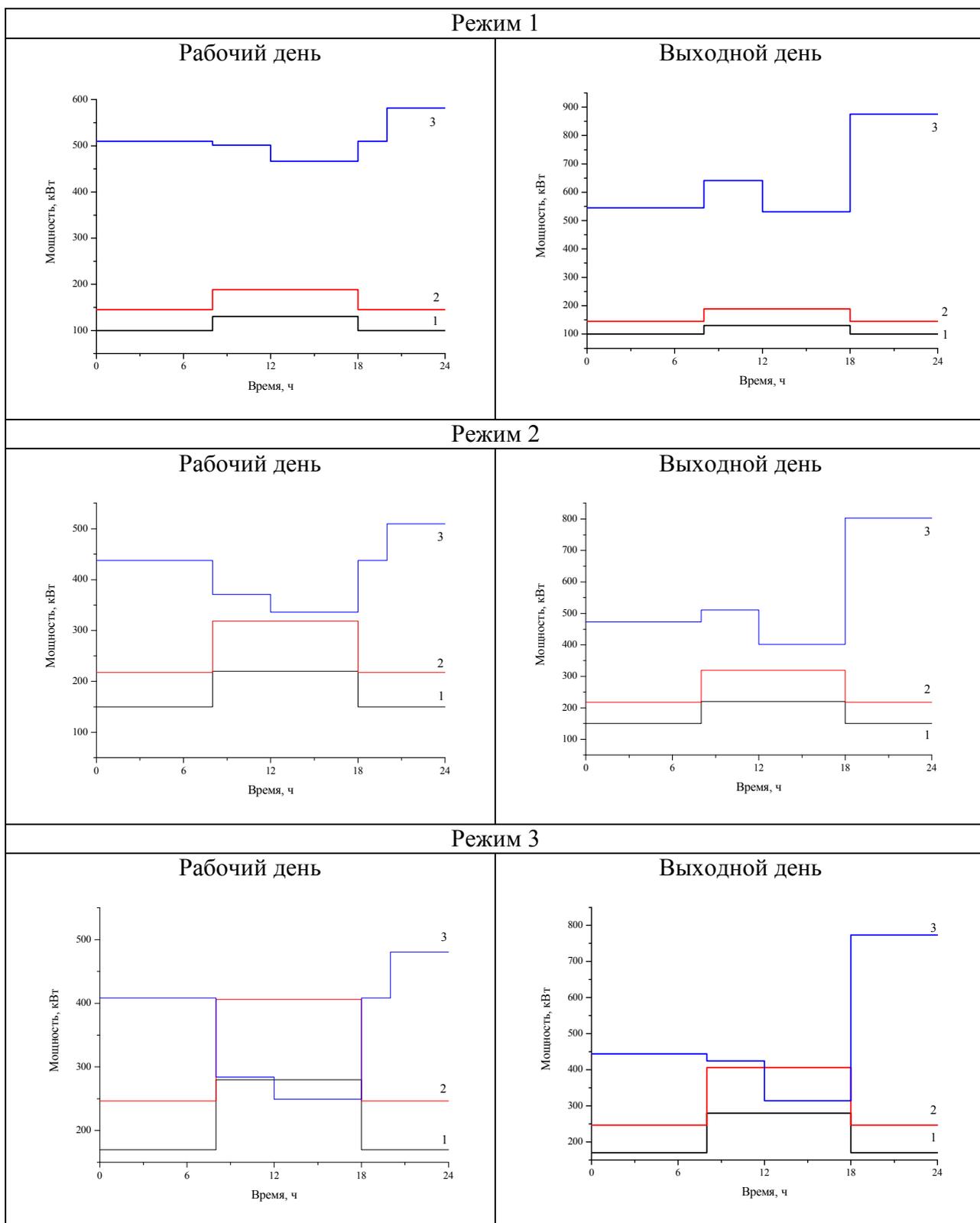


Рисунок 1.15 – Оптимальные режимы работы оборудования энергокомплекса для фактической схемы : 1 – ГПУ (электроэнергия), 2 – ГПУ (тепловая энергия), 3 – котельная

В таблице 1.6 приведены результаты расчета относительных экономических показателей фактической схемы энергокомплекса САО для заданных режимов нагрузок в сравнении с вариантом централизованного энергоснабжения с учетом действующих тарифов.

Таблица 1.6 – Экономические показатели фактической схемы энергокомплекса

Режим	Централизованное энергоснабжение	Централизованное электроснабжение+котельная*	Фактическая схема	Себестоимость электроэнергии**, руб./кВтч	Коэффициент использования топлива
1	1	0,77	0,74	5,63	0,54
2	1	0,81	0,60	3,59	0,58
3	1	0,83	0,55	3,02	0,6

*Схема энергоснабжения до реконструкции

**Стоимость тепловой энергии, выработанной мини-ТЭЦ, отнесена на себестоимость электроэнергии

Анализ показывает, что режимы работы энергокомплекса далеки от оптимальных. Это связано с двумя недостатками временной схемы подключений мини-ТЭЦ. Прежде всего, отсутствие предусмотренных в проекте автоматики и защит в схеме электроснабжения (см. раздел 1.1.2) не позволяет эксплуатировать установку в режимах, близких к номинальным, в режиме работы в параллель с сетью. Кроме того, временная схема подключения к существующей тепловой сети (см. раздел 1.1.3) ограничивает расход сетевой воды в теплоутилизационном блоке мини-ТЭЦ, тем самым используется только часть теплового потенциала мини-ТЭЦ.

1.1.6 Расчет обобщенной схемы

Для сравнения эффективности фактической и оптимальной схем с помощью программы EnergyOptim проведен оптимизационный расчет обобщенной схемы энергокомплекса, включающей дополнительные устройства – электродвигатель и бак-аккумулятор.

Результаты оптимизационных расчетов обобщенной схемы для трех заданных режимов нагрузок представлены на рис. 1.16.

Сравнительные результаты расчетов экономической эффективности различных вариантов энергоснабжения САО показаны в таблице 1.7.

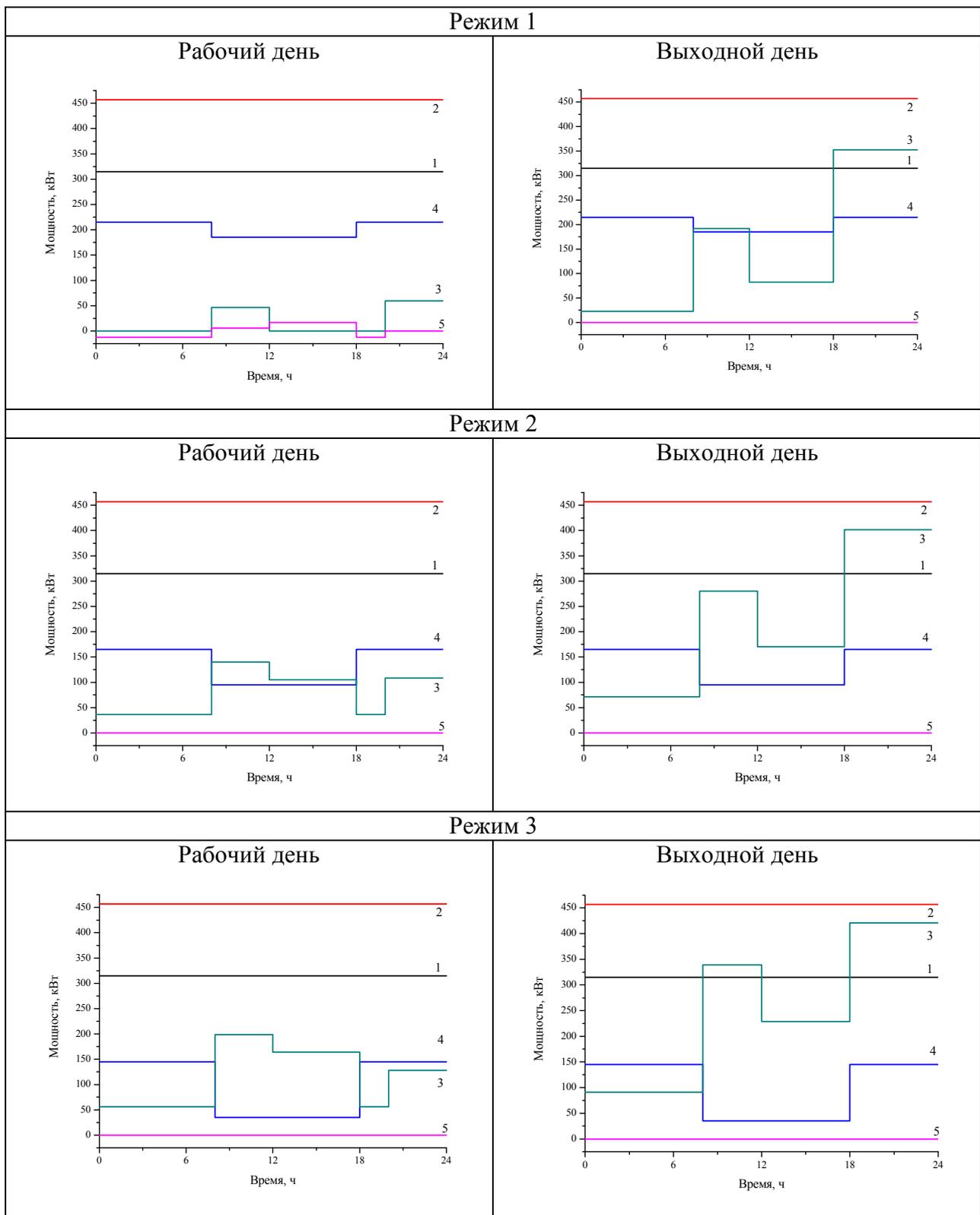


Рисунок 1.16 – Оптимальные режимы работы оборудования энергокомплекса для оптимальной схемы: 1 – ГПУ (электроэнергия); 2 – ГПУ (тепловая энергия); 3 – котельная; 4 – электрокотел; 5 – бак-аккумулятор

Таблица 1.7 – Сравнительные результаты расчетов экономической эффективности вариантов энергоснабжения САО

Режимы	Годовые затраты на энергоснабжение, тыс. руб.			
	Централизованное энергоснабжение	Централизованное электроснабжение + котельная*	Фактическая схема	Оптимальная схема
1	7497,039	5763,209	5552,235	4727,505
2	9364,554	7630,724	5638,536	5134,135
3	10391,69	8657,857	5716,718	5357,781

*Схема энергокомплекса до реконструкции

Введение ГПУ в схему позволяет снизить затраты в 1,5 – 2 раза по сравнению с централизованным энергоснабжением, от 20 до 50 % по сравнению с котельной и внешней сетью.

1.2 Выводы к главе 1

Реализация схемы совместной работы газопоршневой мини-ТЭЦ и отопительной газовой котельной на автономном объекте – Специальной астрофизической обсерватории РАН позволила решить основные проблемы энергообеспечения Обсерватории. Во-первых, обеспечено резервное электроснабжение собственных нужд котельной, что значительно повысило надежность теплоснабжения жилого комплекса, школы, детского сада и лабораторного комплекса Обсерватории. Обеспечена возможность электроснабжения основных объектов Обсерватории при плановых и аварийных отключениях централизованной электросети. В связи с временными схемами подключения мини-ТЭЦ к тепловой и электрической сетям САО параллельный режим работы с централизованной электросетью Карачаево-Черкесскэнерго реализован только для потребителей КТП-2 (до 170 кВт). В процессе опытно-промышленной эксплуатации потребители КТП-2 обеспечиваются электроэнергией от мини-ТЭЦ с компенсацией резких набросов нагрузки (включение мощных электроприводов) от централизованной сети.

Проведенные в процессе пуско-наладочных работ испытания подтвердили адекватность разработанной программы EnergyOptim и возможность ее использования эксплуатационным персоналом энергокомплекса для планирования эксплуатационных режимов работы оборудования.

По результатам опытно-промышленной эксплуатации и расчетов себестоимость электроэнергии составила в среднем около 4 руб./кВтч (тепловая энергия, вырабатываемая

мини-ТЭЦ, рассматривалась как *by*-продукт и стоимость ее производства отнесена на себестоимость электроэнергии). При этом расчетная годовая экономия средств на энергообеспечение составит 234 тыс. руб. Приведение схемы энергокомплекса в соответствие с расчетной оптимальной схемой увеличит эффективность энергокомплекса на 15 % по сравнению с временной схемой и составит 275 тыс. руб./год.

2 АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОИСТОЧНИКА, ПОТРЕБИТЕЛЯ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЦЕЛОМ

В главе подведены итоги расчетных исследований эффективности энергосистемы в зависимости от состава энергокомплекса и графиков нагрузок потребителя, выполненных на предыдущих этапах Госконтракта. Следует отметить, что в задачах, определенных техническим заданием, все многообразие возможных схем и технологий энергоснабжения обособленных потребителей ограничено энергокомплексами, в состав которых входят отопительная котельная и газопоршневая мини-ТЭЦ. В процессе работы над контрактом стало очевидным, что разрабатываемые модели, алгоритмы оптимизации, численные методы, компьютерные коды являются достаточно универсальным инструментом, позволяющим проводить оптимизационные расчеты практически любых схем, содержащих разноплановые источники энергии, внешние сети, аккумуляторы и преобразователи тепловой и электрической энергии.

В главе представлена классификация различных схем автономных источников энергии в зависимости от состава оборудования и назначения энергокомплекса. Поскольку терминология в рассматриваемой области пока, на наш взгляд, не является общепринятой, мы взяли на себе смелость определения основных терминов, применяемых в анализе.

2.1 Определения

В общем случае под энергоисточниками будем понимать энергопроизводящие установки, использующие углеводородное топливо или возобновляемые энергетические ресурсы. Также в данной постановке задачи к источникам будем относить внешние по отношению к энергокомплексу электрические и тепловые сети. Набор основных параметров, определяющих источник: стоимость (удельная стоимость) оборудования, к.п.д. в номинальном режиме и зависимость к.п.д. от мощности, соотношение электрической и тепловой мощности (для когенерационных установок), специфические характеристики источников, использующих возобновляемые энергоресурсы. Внешние сети будем характеризовать только тарифами, полагая их мощность бесконечно большой по сравнению с автономными источниками энергии.

Энергокомплекс – набор взаимосвязанных энергоисточников, преобразователей энергии (например, электродвигателей), аккумуляторов электрической и тепловой энергии и вспомогательного оборудования.

Потребитель электрической и (или) тепловой энергии характеризуется максимальными электрической и тепловой нагрузками, характером электрической нагрузки, графиками

изменения электрической и тепловой нагрузок в течение суток, недель, года, видом тепловой нагрузки (отопление, вентиляция, ГВС).

Под энергосистемой в данной постановке задачи будем понимать систему, объединяющую энергокомплекс, потребителей энергии, распределительные линии электропередачи и трубопроводы, трансформаторные подстанции, ЦТП и ТП, счетчики электрической и тепловой энергии, систему обратной связи и управления элементами энергокомплекса.

Под автономной энергосистемой будем понимать энергосистему, в которой хотя бы один вид энергии (как правило, тепловой) производится автономным источником энергии.

2.2 Классификация автономных энергокомплексов по составу оборудования

В соответствии с приведенными выше определениями можно провести классификацию автономных энергосистем по степени их сложности и эффективности. Будем полагать, что в общем случае для потребителя требуется и электрическая, и тепловая энергия. Схемы с тригенерацией и дополнительной выработкой холода принципиально методический подход к анализу эффективности не меняют, но в связи с некоторой спецификой и недостаточно развитым сегодня рынком соответствующего оборудования являются задачей отдельного рассмотрения. В данной постановке задачи так же не рассматриваются возобновляемые источники энергии и аккумуляторы электроэнергии.

Простейшая, но достаточно распространенная как в России, так и в европейских странах схема энергоснабжения предполагает наличие источника только электрической энергии. Тепло для нужд отопления и горячего водоснабжения производится в электронагревателях различного типа (конвективных, лучистых) и электробойлерах (например, Верхняя научная площадка и площадка радиотелескопа РАТАН САО РАН). Подобные схемы оптимальны с точки зрения регулирования, для целей теплоснабжения не требуется электроэнергия высокого качества, но экономическая эффективность их при существующих тарифах на электроэнергию крайне низкая.

Наиболее распространены в России стандартные схемы – отопительная котельная и централизованная электрическая сеть. При всей простоте такая схема предполагает либо достаточно жесткий режим эксплуатации котлов на пониженных нагрузках, прежде всего, в неотопительный период, когда котельная обеспечивает характеризующуюся сильной неравномерностью в течение суток нагрузку системы ГВС, либо останов котельной на летний период. Как правило, котельные не имеют резервного электропитания для обеспечения собственных нужд, что снижает надежность и безопасность теплоснабжения потребителей. Экономическая эффективность такой схемы относительно низкая.

Модификация предыдущей схемы – энергокомплекс, в состав которого входят котельная и автономный источник электроэнергии (газопоршневая или дизельная установка). Можно отметить два преимущества такой схемы: в определенных случаях более низкая по сравнению с тарифами себестоимость электроэнергии и повышение надежности электроснабжения котельной.

Энергокомплекс, состоящий из автономной электростанции, электродвигателя и бака-аккумулятора горячей воды, при резко переменных графиках нагрузки потребителя – малоэффективное решение. При к.п.д. газопоршневой или дизельной электроустановки на уровне 30 – 35 %, даже при относительно низкой себестоимости электроэнергии, производить тепло с такой эффективностью всегда не выгодно. Кроме того, такая схема требует наличие резервного источника электроснабжения и заведомо завышенной мощности источника энергии, что значительно увеличивает капитальные затраты и, соответственно, себестоимость производимой энергии.

Наиболее перспективные схемы автономных энергокомплексов – схемы с использованием принципа когенерации. Хотя оборудование автономного источника электроэнергии теплоутилизационным блоком, включающим теплообменники, циркуляционные насосы систему байпасов и регулирующую арматуру, на 30-40 % удорожает установку, в большинстве случаев это является наиболее эффективным решением.

Как правило, такие схемы, помимо мини-ТЭЦ, должны включать электродвигатель и аккумулятор тепловой энергии. Номинальная электрическая мощность мини-ТЭЦ должна соответствовать максимальной мощности потребителя. Если при заданных графиках нагрузок потребителя мини-ТЭЦ обеспечивает потребность потребителя в тепловой энергии (с учетом наличия в схеме электродвигателя и теплового аккумулятора), такой вариант энергокомплекса может быть наиболее эффективным.

Универсальная по составу схема автономного энергокомплекса содержит мини-ТЭЦ, пиковую котельную, электродвигатель и бак-аккумулятор. Такая схема практически при любых графиках изменения нагрузок потребителя обеспечит энергоснабжение с минимальными затратами. Разработанная в рамках выполнения проекта программа EnergyOptim позволяет оптимизировать схему по номинальной мощности электродвигателя и пиковой котельной, по количеству и номинальной мощности газопоршневых мини-ТЭЦ с учетом резервирования электрической мощности, капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

2.3 Особенности характеристик газопоршневых агрегатов

Результаты стендовых испытаний и анализ характеристик представленных на российском рынке газопоршневых установок показали, что вид зависимости коэффициента полезного действия от электрической нагрузки конкретного агрегата может изменяться в зависимости от условий проведения испытаний. Заметное влияние на КПД оказывают температура окружающего воздуха, температура собственно двигателя, коэффициент избытка воздуха. Все перечисленные параметры взаимосвязаны и в условиях реальной эксплуатации мини-ТЭЦ они также будут нестабильны.

В качестве примера на рис. 2.1 приведены экспериментальные данные зависимости КПД от электрической мощности для стендовой установки при различных условиях испытаний.

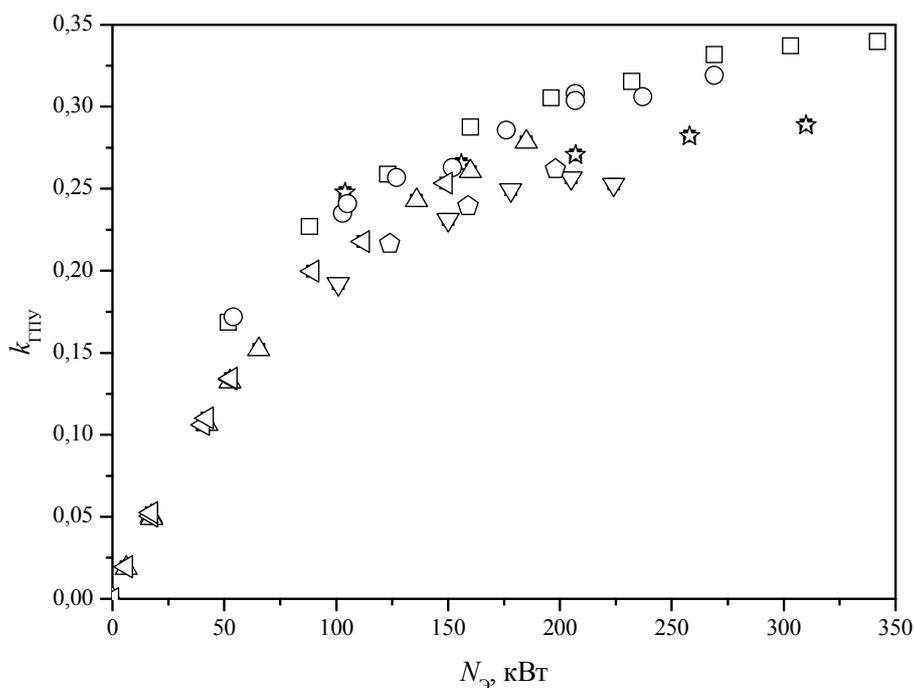


Рисунок 2.1 – Экспериментальная зависимость КПД мини-ТЭЦ АГ315С-Т400-1Р от электрической нагрузки при различных условиях испытаний

Вид зависимости КПД от нагрузки для опытно-промышленной установки САО РАН представлен на рис. 2.2.

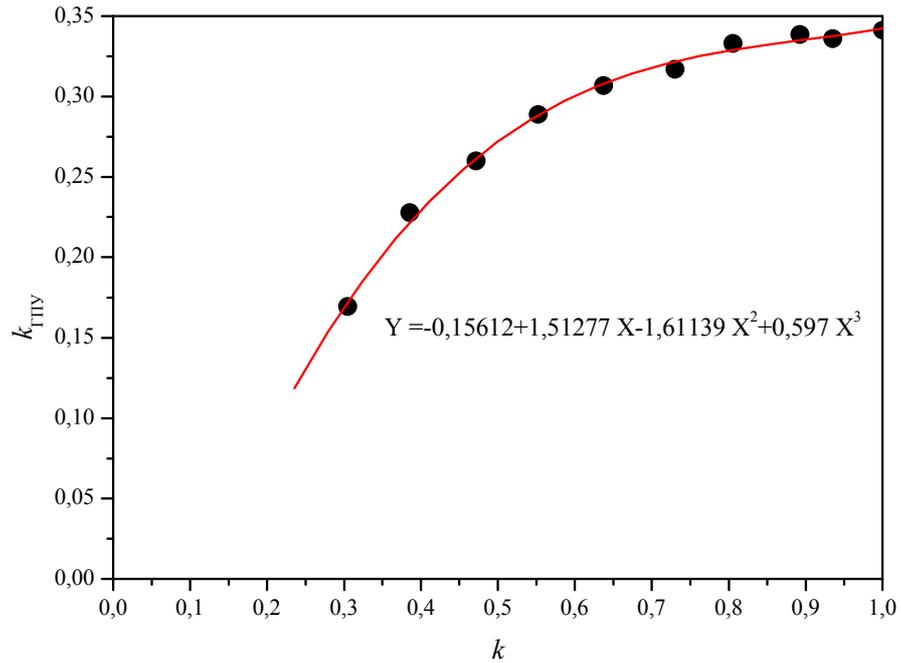


Рисунок 2.2 – Зависимости КПД от относительной нагрузки для опытно-промышленной установки САО РАН

Экспериментальные данные (рис. 2.2) хорошо аппроксимируются полиномом третьей степени вида

$$k_{ГПУ} = A + B_1 k + B_2 k^2 + B_3 k^3, \quad (2.1)$$

где $A = -0,15612$; $B_1 = 1,51277$; $B_2 = -1,61139$; $B_3 = 0,597$.

Оценим эффективность работы установки с характеристикой, представленной на рис. 2.2, на частичных нагрузках.

Расход природного газа $g_{Г}$ при мощности установки $N_{Э}$ запишется, как

$$g_{Г} = \frac{N_{Э}^{ном} k}{Q_{P}^H k_{ГПУ}(k)}, \quad (2.2)$$

где k – коэффициент нагрузки, $k = N_{Э} / N_{Э}^{ном}$.

Относительный расход природного газа можно записать, как

$$g_{Г}^{отн} = \frac{k}{k_{ГПУ}(k)}, \quad (2.3)$$

где

$$g_{Г}^{отн} = g_{Г} \frac{Q_{P}^H}{N_{Э}^{ном}}. \quad (2.4)$$

Подставив (2.1) в (2.3), получим

$$g_{\Gamma}^{\text{отн}} = \frac{k}{A + B_1 k + B_2 k^2 + B_3 k^3} \quad (2.5)$$

Вид зависимости (2.5) представлен на рис. 2.3.

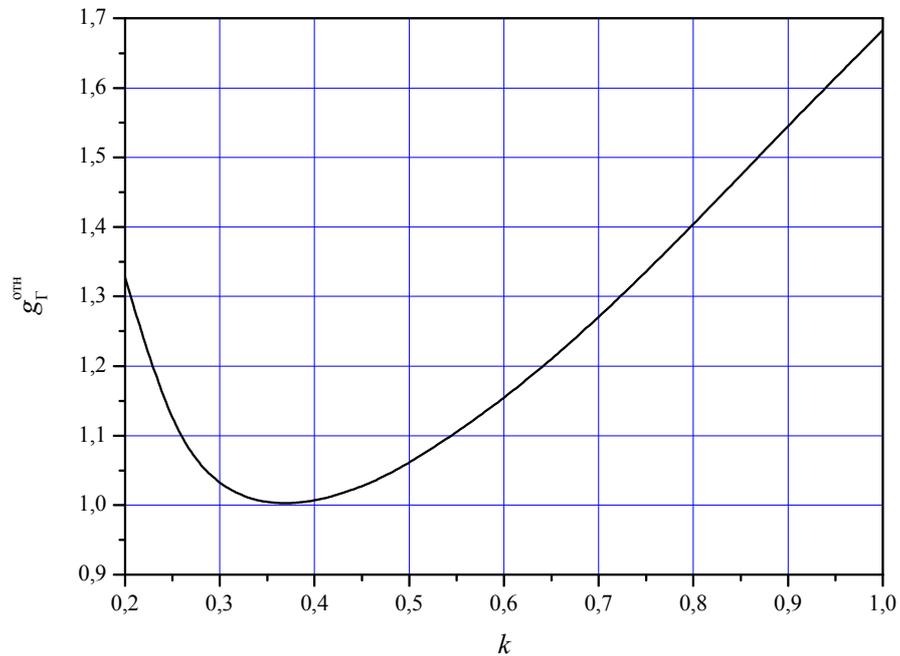


Рисунок 2.3 – Зависимость относительного расхода газа от нагрузки

Условием наличия минимума на кривой зависимости относительного расхода газа от нагрузки будет нулевое значение производной функции (2.5)

$$A - B_2 k^2 - 2B_3 k^3 = 0. \quad (2.6)$$

Если уравнение (2.6) имеет действительные корни, функция (2.5) будет иметь экстремумы. При этом положение одного из минимумов будет определяться знаком коэффициента A . При отрицательных значениях A один из минимумов функции (2.5) будет располагаться в области $0 < k < 1$.

Для рассматриваемого случая с коэффициентами уравнения (2.6) из (2.1) решение уравнения (2.5) методом Виета-Кордано [10] дает три действительных корня: -0,283, 0,3643 и 1,268. Условию $0 < k < 1$ удовлетворяет корень $k_{min}=0,3643$.

Полученный результат показывает, что на частичных нагрузках при всех $k < k_{min}$, несмотря на меньшую, чем в точке минимума, мощность, потребление топлива будет больше, чем при нагрузке k_{min} . Из этого следует, на первый взгляд, парадоксальный вывод: при требуемой мощности, соответствующей, например, $k=0,2$, выгоднее (с точки зрения потребления топлива и, соответственно, стоимости) эксплуатировать станцию на больших нагрузках, вплоть до $k=0,7$. В рассматриваемом случае затраты на топливо при 20 % на-

грузке одинаковы с затратами при работе установки на 70% нагрузке, при этом агрегат производит в 2,5 раза больше энергии, большая часть которой практически «бесплатна». Минимальное потребление топлива соответствует нагрузке k_{min} .

Возникает вопрос, как использовать эту лишнюю «бесплатную» энергию? Для мини-ТЭЦ возможны два способа аккумулирования энергии: в электрохимических аккумуляторах или в тепловом аккумуляторе, предварительно преобразовав электрическую энергию в тепловую в электродоме. При условии аккумулирования тепла и графике электрической нагрузки, при котором возможны режимы с нагрузкой, составляющей 0,2 номинальной, мощность электродома для рассматриваемого случая должна составлять не меньше 0,15 номинальной мощности агрегата.

Логичным является вывод о том, что мини-ТЭЦ с такими характеристиками двигателя при ее эксплуатации в широком диапазоне нагрузок должна комплектоваться дополнительно устройствами: электродомом и баком-аккумулятором (или электроаккумулятором достаточной емкости).

2.4 Особенности взаимодействия элементов энергосистемы в целом

Основная задача энергосистемы – надежное, бесперебойное энергоснабжения потребителя при условии минимальных расходов на энергоресурсы. Структура энергокомплекса, режимы эксплуатации оборудования, помимо графиков изменения нагрузок потребителя, во многом определяются возможными условиями взаимодействия с электрической сетью и возможностью выдачи энергии (электрической и тепловой) сторонним потребителям.

Что касается тепловой энергии, вопрос достаточно понятен. Если имеется сторонний потребитель и в условиях рынка ему выгодно покупать тепловую энергию у собственника энергокомплекса, причем возможно заключение фьючерсных контрактов на поставку тепловой энергии, коммерческая привлекательность проекта энергокомплекса значительно возрастает. Гораздо сложнее ситуация с продажей электроэнергии в централизованную сеть. Сегодня, при отсутствии законодательной базы, стимулирующей развитие автономной энергетики и обязывающей сети покупать электроэнергию по рыночным ценам, вряд ли следует рассчитывать на такой вариант в ближайшей перспективе.

По всей видимости, в ряде случаев (дефицитная энергосистема, тупиковые линии электропередач, дефицит электрической мощности) можно говорить лишь о возможности частичного импорта электроэнергии из сети и использования сети для целей резервирования мощности.

При этом необходимо решить вопросы, связанные с работой энергокомплекса в параллель с централизованной сетью в режиме импорта электроэнергии. Прежде всего, энергокомплекс должен быть обеспечен устройствами синхронизации частоты тока автономного источника электроэнергии (мини-ТЭЦ) с централизованной сетью. Кроме того, при внезапном отключении сети соответствующая система автоматики должна обеспечить ограничение мощности потребителя для исключения аварийных режимов работы мини-ТЭЦ и возможности возникновения токов короткого замыкания при включении сети.

Таким образом, речь идет о создании достаточно сложной системы управления и защиты, которая должна стать одной из составляющих технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов.

Энергосистема в целом включает в себя три взаимосвязанные подсистемы: собственно энергокомплекс, потребителей энергии и внешние по отношению к энергокомплексу сети. В свою очередь каждая подсистема представляет из себя сложный энергетический объект со своими характеристиками и внутренними связями. Соответственно, оптимальный состав и работа всей энергосистемы определяется особенностями каждой подсистемы, прежде всего, потребителя энергии.

Если энергетические нагрузки потребителя постоянны во времени, например, небольшое предприятие с круглосуточным режимом работы, задача тривиальна – необходимо только подобрать энергоустановки необходимой мощности и обеспечить резервирование. При этом, даже при условии наличия технических возможностей, не всегда целесообразно в качестве резерва использовать внешнюю сеть. Это определяется и стоимостью автономных энергоустановок, и тарифами на электроэнергию, и мощностью самой сети. Для маломощных сетей, работающих в базовом режиме, необходимость выдачи в случае необходимости мощности в несколько сотен кВт может оказаться критичной и негативно повлиять на работу всей энергосистемы.

Гораздо более сложная ситуация возникает, когда графики нагрузок потребителя энергии переменны в течение суток, недель, года, что характерно для большинства реальных потребителей. Проблема имеет два аспекта. Во-первых, необходимо стимулировать потребителя к выравниванию графиков нагрузок: дифференцированные по времени суток тарифы, бонусы, возможно, штрафные санкции, ограничения пиковой мощности при обязательном условии обеспечения средней мощности, устройство локальных аккумуляторов тепла. Во-вторых, стоит задача выравнивания нагрузок собственно энергокомплекса за счет оптимально подобранной номинальной мощности энергоустановок, применения аккумуляторов тепловой и электрической энергии, электродкотлов.

Разработанные в процессе выполнения госконтракта методики и программа оптимизации EnergyOptim как раз и предназначены для эффективного решения вышеуказанных проблем.

2.5 Выводы к главе 2

Учитывая разноплановость источников энергии, входящих в энергокомплекс, наличие аккумуляторов, возможно, внешних подключений, специфику потребителя энергии, в каждом конкретном случае необходимо решать конкретную оптимизационную задачу. Универсальность оптимизационной программы позволяет, задавая ограниченный объем исходных данных, первоначально вводить в обобщенную схему все возможные элементы, в т.ч. возобновляемые источники энергии. В результате оптимизационной процедуры с учетом взаимодействия всех компонентов энергосистемы в схеме энергокомплекса останутся только элементы, обеспечивающие оптимальные режимы. Кроме того, оптимизированные режимные карты при наличии соответствующей системы управления и обратных связей позволят реализовать оптимальные с точки зрения затрат связи всех компонентов энергосистемы.

Очевидно, что для надежного функционирования подобных энергетических систем необходимо создавать интеллектуальную систему управления. Если пользоваться сегодняшней терминологией, такую систему можно назвать мини-Smart Grid или энергетической технологией Smart Grid для автономных энергетических комплексов.

3 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКИ И ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБОСОБЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

3.1 Эффективность когенерационных схем

В структуре источников теплоснабжения в России децентрализованные источники (котельные и индивидуальные отопительные установки) обеспечивают 25 –30 % всего отпуска тепловой энергии [11]. При этом до 50 % этих источников в качестве топлива используют природный газ. КПД отопительных котельных в зависимости от состояния оборудования, вида топлива находится в диапазоне от 65 до 90 %. Среднее значение КПД не превышает 70-75 %.

подавляющее большинство котельных не оснащено резервными источниками электроснабжения, что в последние годы приводило к целому ряду серьезных аварий на тепловых сетях и перебоям в теплоснабжении жизненно важных объектов. Кроме того, выработка котельными только одного целевого продукта – тепловой энергии – снижает эффективность использования топлива.

Принцип оценки эффективности когенерационных схем можно продемонстрировать на простом примере. Предположим, что объект представляет собой жилой многоквартирный дом, небольшой поселок или микрорайон, в котором проживают 200-300 человек. Максимальная потребность в тепловой мощности (отопление, ГВС) составляет $W_{\text{ТТ}} = 1000$ кВт, электроэнергии $N_{\text{ТЭ}} = 300$ кВт. Рассмотрим два варианта схемы автономного энергоснабжения (рис. 3.1).

Схема 1. Водогрейная котельная мощностью $W_k = 1000$ кВт, коэффициент полезного действия $\eta_k = 0,9$; газопоршневая или дизельная электростанция мощностью $N_{\text{Э}} = 315$ кВт, коэффициент полезного действия $\eta_{\text{Э}} = 0,34$.

Схема 2. Водогрейная котельная мощностью $W_k = 1000$ кВт, коэффициент полезного действия $\eta_k = 0,9$; газопоршневая когенерационная установка электрической мощностью $N_{\text{Э}} = 315$ кВт, $\eta_{\text{Э}} = 0,34$, тепловой мощностью $W_T = 450$ кВт (например, агрегат АГ315-Т400-2РК-МТ производства ООО «Электро-ЛТ»).

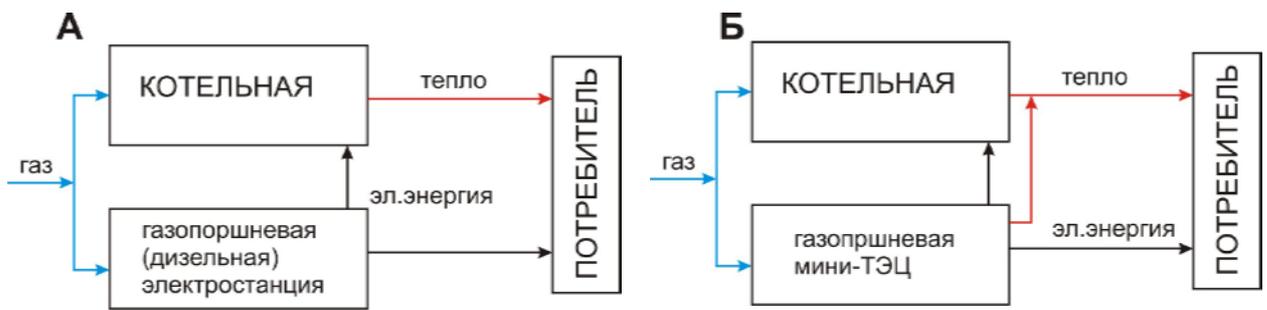


Рисунок 3.1 – Варианты схемы автономного энергоснабжения: А – схема 1; Б – схема 2

Эффективность (коэффициент использования топлива) k определим как отношение полезной (электрической и тепловой) мощности к мощности, запасенной в топливе:

для первой схемы

$$k_1 = 100 \frac{W_k + N_{\text{Э}}}{\eta_k W_k + \eta_{\text{Э}} N_{\text{Э}}} = 65,2 \%,$$

для второй схемы

$$k_2 = 100 \frac{W_k + N_{\text{Э}}}{\eta_k W_k - W_T + \eta_{\text{Э}} N_{\text{Э}}} = 87,1 \%.$$

Очевидно, что схема 2 (с когенерацией) почти на 30 % эффективнее схемы 1 (рис. 3.2).

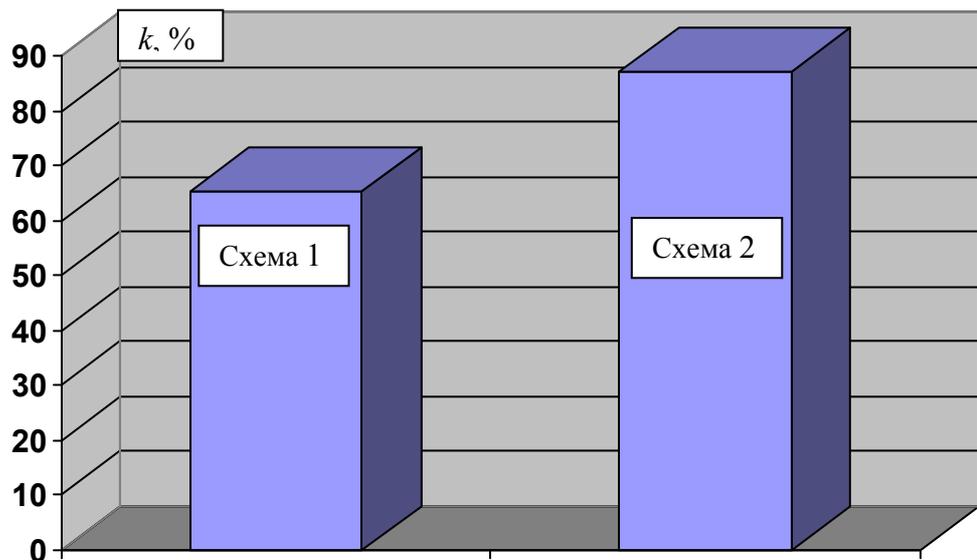


Рисунок 3.2 – Эффективность когенерационных схем

При оптимально подобранных параметрах мини-ТЭЦ можно реализовать еще одно преимущество когенерации. Поскольку, как правило, нагрузка системы ГВС значительно меньше отопительной нагрузки, в неотапительный период года мини-ТЭЦ может полностью обеспечивать нагрузку горячего водоснабжения, а котельная используется только как резерв в случае останова мини-ТЭЦ (рис. 3.3).

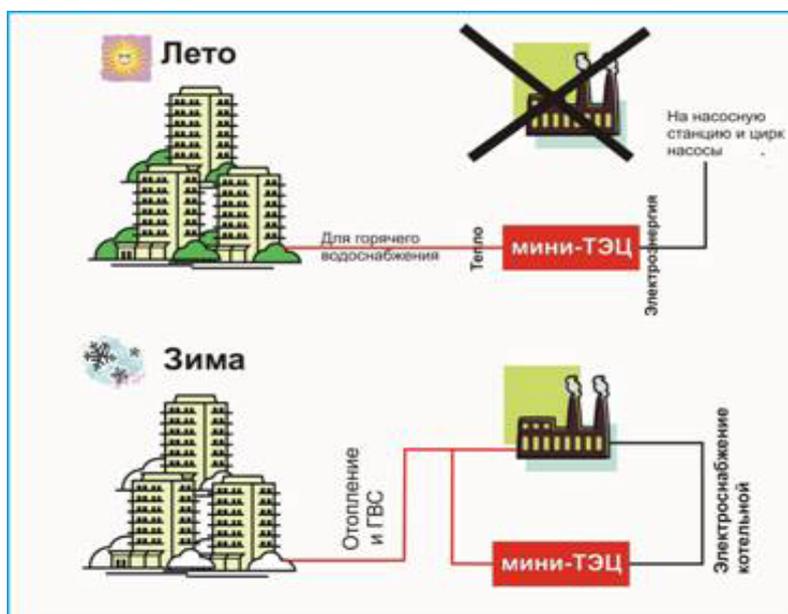


Рисунок 3.3 –Сезонная работа энергокомплекса

Итак, еще раз перечислим основные аргументы в пользу установки газопоршневой мини-ТЭЦ в комплексе с отопительной котельной:

1. Создание резервного источника электроэнергии для обеспечения собственных нужд котельной.
2. Значительное сокращение платы за энергоресурсы.
3. Возможность консервации котельной в неотапительный период.

3.2 Условия выбора схемных решений

Не рассматривая всех возможных комбинаций и схем автономных энергокомплексов, остановимся на наиболее жизненном варианте – комбинации отопительной котельной и газопоршневой мини-ТЭЦ, что, собственно, и является предметом исследования, определенном в техническом задании.

Далее определим условия эксплуатации установок (предполагается, что технические возможности подсоединения к газовым сетям и соответствующие лимиты на газ имеются):

1. Вновь возводимые объекты с возможностью или без возможности технологического присоединения к централизованной электрической сети.
2. Существующие объекты с газовой котельной и централизованным электропитанием (с возможностью импорта/экспорта электроэнергии).
3. Назначение объекта (жилое здание или жилой микрорайон; торговый комплекс; спортивно-развлекательный комплекс; производственный объект; научный центр; социальный объект и т.п.).
4. Сезонные, недельные, суточные графики изменения нагрузок: электрической, тепловой, холодильной, кондиционирования.
5. Тип электроприемников и установленная мощность (активная, реактивная нагрузки).
6. Наличие объектов, требующих бесперебойное энергоснабжение.
7. Назначение мини-ТЭЦ: источник базового энергоснабжения, резервный, аварийный.
8. Наличие сторонних потребителей тепла и электроэнергии.

На практике возможны два основных случая.

На объекте существует отопительная газовая котельная и для решения задачи повышения эффективности энергоснабжения автономного потребителя (снижения затрат на энергоснабжение, повышения надежности) требуется надстройка котельной когенерационной газопоршневой установкой. В этой ситуации рассматривается энергокомплекс, в состав которого входят котельная, газопоршневая мини-ТЭЦ и внешний источник – централизованная электрическая сеть.

При известных характеристиках существующей котельной и нагрузок потребителя необходимо подобрать газопоршневые установки оптимальной мощности и дополнительное оборудование (насосы, теплообменники, баки-аккумуляторы, электродвигатели и т.п.) и рассчитать оптимальные режимы работы оборудования и прогнозную стоимость эксплуатации энергокомплекса с учетом действующих тарифов, эксплуатационных расходов и амортизационных отчислений. Основные характеристики оборудования во многом будут зависеть от технологических возможностей и экономических условий взаимодействия энергокомплекса с внешней электрической сетью (импорта/экспорта электроэнергии).

Второй характерный случай – создание нового энергокомплекса. Здесь возможны два варианта: 1 – централизованная электрическая сеть или отсутствует, или нет технологической возможности подключения; 2 – существует сеть и возможность технологического подключения. При этом, так же как и в первом случае, необходимо определиться с усло-

виями взаимодействия с сетью (экспортом/импортом электроэнергии). При создании нового энергокомплекса рассматривается обобщенная схема (рис. 3.4), и с учетом необходимости резервирования по заданным графикам энергетических нагрузок потребителя с использованием разработанной программы оптимизации EnergyOptim определяется состав энергокомплекса, номинальные параметры входящих в него установок.

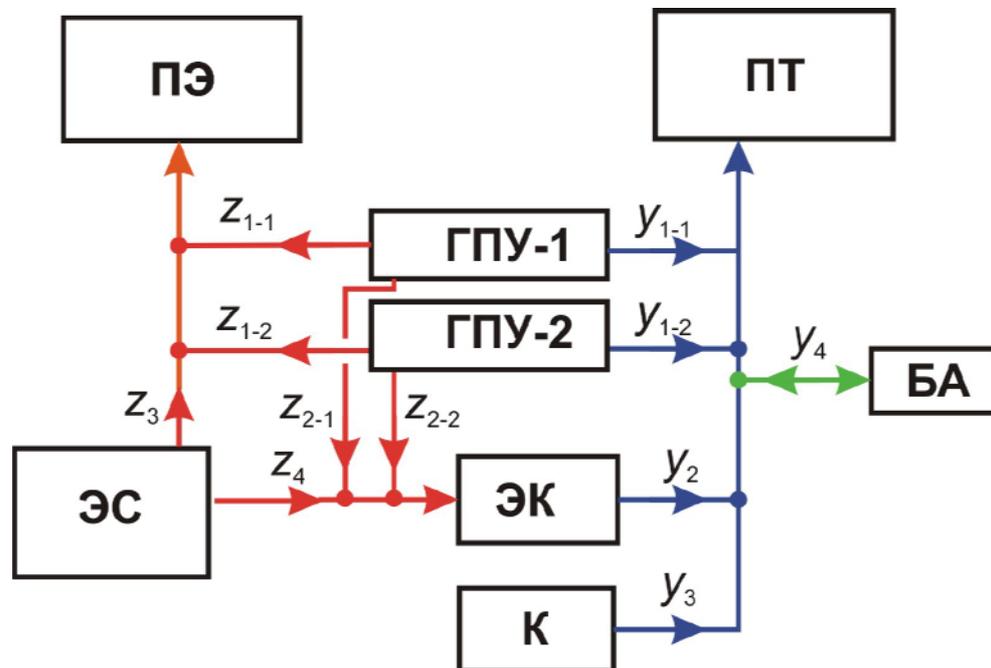


Рисунок 3.4 – Обобщенная схема энергокомплекса: ГПУ – газопоршневая мини-ТЭЦ; ЭК – электродвигатель; БА – бак-аккумулятор; К – котельная; ПЭ – потребитель электроэнергии; ПТ – потребитель тепловой энергии; ЭС – внешняя электрическая сеть; z_i – потоки электроэнергии (мощность); y_i – потоки тепловой энергии (мощность)

Следующий шаг – подбор оборудования из соответствующей базы данных и определение оптимальных режимов его эксплуатации для обеспечения минимума заданного критерия оптимизации, например, стоимости энергоресурсов.

3.3 Задача выбора газопоршневой мини-ТЭЦ

При известных из оптимизационных расчетов номинальных параметрах мини-ТЭЦ задача выбора конкретной установки определяется несколькими факторами. В первую очередь, это проблема выбора между отечественными установками и мини-ТЭЦ импортного производства.

Основные различия параметров отечественных и импортных агрегатов связаны, прежде всего, с характеристиками двигателя и системой его управления. Сегодня практически ни один российский производитель не выпускает собственно газовые двигатели. Как правило, это конвертированные для работы на природном газе дизельные двигатели, в которых изменяется степень сжатия, монтируется система подачи газа и система искрового поджига газозвушной смеси. Хотя к.п.д. установок составляет 30-35 % для модулей ма-

лой мощности (100-300 кВт) и 35-42 % для модулей средней мощности (500-1000 кВт), что в общем-то соответствует к.п.д. западных аналогов, добиться значительного повышения их эффективности до уровня лучших западных установок на существующих отечественных двигателях вряд ли удастся.

Второе существенное отличие – ресурс установки, который определяется, прежде всего, двигателем. В классе установок до 300 кВт российские производители указывают ресурс до капитального ремонта от 10000 до 20000 моточасов, в то время как западные компании заявляют ресурс от 30000 до 60000 моточасов. То же относится и к установкам средней мощности. Так ООО «Синтур» определяет ресурс до капитального ремонта установок мощностью 500 – 1000 кВт в 60000 – 80000 моточасов. Западные аналоги имеют ресурс 100000 – 120000 моточасов.

Отечественные компании, не имея опыта длительной эксплуатации российских установок, ориентируются на ресурс, заявленный производителями дизельных двигателей, хотя известно, что перевод двигателя с дизтоплива на природный газ повышает ресурс агрегата в 1,5 – 2 раза [12, 13].

Третья особенность отечественных двигателей – значительный удельный расход масла на угар: 1 – 2 г/кВтч, в то время как у западных установок этот параметр не превышает 0,3 г/кВтч. С точки зрения сравнения эксплуатационных расходов этот показатель не столь существенен, т.к. стоимость масел, применяемых для отечественных двигателей, значительно ниже, чем для западных.

И последнее принципиальное отличие – худшие по сравнению с установками западных компаний экологические характеристики мини-ТЭЦ. Хотя сам по себе газовый двигатель оказывает значительно меньшее воздействие на экологию по сравнению с дизельным двигателем.

Теперь о преимуществах российских мини-ТЭЦ. Пожалуй, наиболее существенное преимущество – цена. Стоимость отечественных установок в 2-2,5 раза ниже западных. При этом нужно учитывать, что в общей стоимости всего проекта стоимость установки, как правило, не превышает 50 %, остальное – стоимость проекта, строительных и монтажных работ, дополнительного оборудования. Таким образом, общие затраты будут отличаться в 1,5 раза.

Второе существенное преимущество – оперативность и стоимость ремонтных работ. Ремонт импортных станций производится соответствующими сервисными центрами и, если в регионе нет подобного центра, ремонт может превратиться в серьезную проблему. То же относится к заказу и доставке запасных частей.

Анализ предложений отечественных компаний на рынке газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ [14] показывает, что все организации, позиционирующие себя как производители энергоустановок, можно разбить на три группы. Первая, самая малочисленная группа – это собственно производители, предлагающие агрегаты в основном на базе отечественных комплектующих, прежде всего, двигателей российского производства. Вторая группа – организации, проектирующие и поставляющие «под ключ» энергоблоки, состоящие из агрегатов хорошо известных западных компаний. И третья, наиболее многочисленная группа – либо посредники, поставляющие под своей маркой установки производителей первой группы, либо дилеры, продвигающие на российский рынок продукцию известных западных фирм.

Производители, освоившие мелкосерийное производство газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ в диапазоне мощности 100 – 300 кВт (ОАО «Барнаултрансмаш» [15], ООО АРЗ «Синтур» [16]), пока не достигли уровня признанных мировых лидеров. Прежде всего, это относится к эффективности теплоутилизационного блока и к надежной системе тепловой автоматики.

Функционально в классе мини-ТЭЦ от 100 до 300 кВт наиболее близки к западным аналогам установки, разработанные ОИВТ РАН в содружестве с ООО «Электро-ЛТ» (Москва), Ростовтеплоэлектропроектом, Таганрогским радиотехническим университетом и ООО «Энерготехкомплект» (Курск). Уровень технических характеристик опытно-промышленных газопоршневых мини-ТЭЦ соответствует основным показателям, достигнутым ведущими западными производителями. После окончания этапа опытно-промышленной эксплуатации и необходимых доработок эти установки вполне могут составить конкуренцию западным компаниям, по крайней мере, на российском рынке.

Если предполагается эксплуатация установок в базовом режиме, не следует экономить на системе тепловой автоматики. Это значительно сократит эксплуатационные затраты и повысит надежность всех агрегатов станции. Для резервных или аварийных установок, предполагающих относительно короткие по времени интервалы эксплуатации, вполне допустимо ручное или полуавтоматическое управление.

В конечном итоге, дилемма выбора между отечественной и импортной техникой во многом аналогична проблеме выбора автомобиля. Если не говорить о центральных регионах, в большинстве районов России нет ни приличных дорог, ни авторизованных автосервисов и первая же поломка (или ТО) автомобиля «Мерседес», «Ауди», «БМВ» превратится в серьезную проблему. То же относится и к мини-ТЭЦ. Если потребитель ориентируется на продукцию известных западных компаний («GE Jenbacher», «Deutz», «Caterpillar», «Cummins Power Generation»), необходимо предварительно уточнить, есть ли в регионе

авторизованный сервисный центр и располагает ли он собственным складом запасных частей и агрегатов.

И в заключение следует отметить, что к данным об эффективности мини-ТЭЦ, представляемым как отечественными, так и западными компаниями, необходимо относиться с осторожностью. Так, например, многие компании декларируют значение коэффициента использования топлива (часто его некорректно называют общим КПД) более 90 %. В [2] было показано, что предельный коэффициент использования топлива в стандартных схемах теплоутилизационных блоков газопоршневых мини-ТЭЦ не превышает 86 %. Реальные характеристики установок, комплектацию, состав ЗИП необходимо уточнять как в компании изготовителе, так и у потребителей, уже имеющих опыт эксплуатации подобных установок.

3.4 Рекомендации по работе с программой EnergyOptim

Первая версия программы EnergyOptim предполагает ее использование в двух вариантах.

Первый вариант. Имеется энергокомплекс с известными характеристиками всех входящих в него элементов и графики изменения электрической и тепловой нагрузок потребителя. В этом случае в соответствующий файл исходных данных (см. Руководство пользователя программой EnergyOptim, Приложение Б) заносятся все необходимые данные и рассчитываются оптимальные с точки зрения выбранного критерия оптимизации (например, стоимость энергии) режимы работы всех входящих в комплекс элементов. По сути, формируются оптимальные режимные карты.

Второй вариант. Разрабатывается новый энергетический комплекс.

В качестве исходной схемы рассматривается обобщенная схема (схема с максимальным количеством элементов, которые описываются линеаризованными моделями). Внешними исходными данными являются графики потребления электрической и тепловой энергии.

Решение задачи определяет оптимальную схему энергокомплекса (состав комплекса и номинальные параметры входящих в него установок), в которой затраты на энергоносители являются минимальными. При этом рассчитываются оптимальные режимы работы всех элементов схемы.

Рассмотрим практическое использование разработанной модели и программы расчета. В первую очередь, рассмотрим источники энергии. Предполагаем, что количество газопоршневых установок (ГПУ) в схеме ограничено тремя, хотя это предположение не является принципиальным ограничением модели. В зависимости от энергетических харак-

характеристик потребителя при предварительном анализе определяется максимальная электрическая мощность (надо заметить, что использование внешней электрической сети при существующих тарифах в большинстве случаев оказывается невыгодным, она может использоваться как резерв), и подбираются номинальные параметры ГПУ. Проводится предварительный расчет и определяется оптимальное количество ГПУ, при этом рассчитываются режимные карты элементов, из которых определяются номинальные параметры остальных элементов схемы. Следующий шаг – задание характеристик выбранных элементов и проведение окончательного расчета. Результат расчета – технико-экономические характеристики энергокомплекса и оптимальные режимные карты работы входящих в комплекс элементов в соответствии с выбранным критерием оптимизации. Таким образом, расчет проводится в несколько этапов.

Из этих рассуждений ясно, что программа расчета должна использовать соответствующую базу данных по характеристикам (техническим, стоимостным) источников энергии и вспомогательного оборудования. Создание такой базы данных, ее наполнение и разработка алгоритмов взаимодействия с внешними программами является отдельной задачей, которая должна стать предметом работы на стадии ОКР.

Как уже отмечалось, полученное решение формирует оптимальную схему энергокомплекса. Режимные карты, соответствующие работе элементов, носят информационный характер, на основе которых могут быть составлены реальные режимные карты с проведением дополнительного анализа (удаление из схемы части элементов) и дополнительный перерасчет новой схемы.

3.5 Рекомендации по использованию газопоршневой установки и отопительной котельной

Как ясно из предыдущих рассуждений, учитывая многообразие факторов, влияющих на выбор оптимального решения, универсальных рекомендаций дать невозможно. Собственно разработанные методики и программный комплекс EnergyOptim и предназначены для определения оптимальных схем энергокомплексов в каждом конкретном случае. Рекомендовать можно только общий подход к постановке и решению задачи.

Прежде всего, необходимо определить по возможности объективные условия у потребителя энергии, прежде всего графики нагрузок и соотношения электрической и тепловой нагрузок. Это будет определять основную структуру энергокомплекса.

Следующий вопрос в выборе газопоршневых установок. На этом этапе важно решить вопрос, какие установки предполагается использовать: отечественные или импортные. Это зависит, прежде всего, от финансовых возможностей потенциального владельца энергокомплекса. Кроме того, важно определить наличие и возможности сервисных центров в

регионе, где предполагается строительство энергокомплекса. В частности, в отдаленных от крупных центров поселках ремонт и сервисное обслуживание импортной техники может оказаться трудноразрешимой задачей. В то же время, агрегаты отечественного производства, в основе которых лежит типовой дизельный двигатель, могут без особых проблем ремонтироваться и обслуживаться на местах, существенно упрощается проблема с запасными частями.

Следующий вопрос – решение задачи резервирования. При наличии централизованной сети и соответствующих технических условий источником резервной мощности может быть внешняя сеть. В другом случае необходимо предусмотреть резервный источник энергии.

Кроме того, необходима информация о действующих тарифах на электроэнергию и природный газ, возможные схемы финансирования проекта (собственные средства, средства бюджета, заемные средства и т.п.).

Вся перечисленная выше информация достаточна для того, чтобы с помощью программы EnergyOptim, имеющей вполне дружественный интерфейс, определить оптимальные схемы комплекса, его состав, номинальные параметры энергетических установок, режимы их эксплуатации и предварительно оценить финансовые показатели проекта.

3.6 Выводы к главе 3

Оптимальная конфигурация энергетического комплекса и оптимальные режимы его эксплуатации зависят от множества факторов. В связи с этим при экспертных оценках эффективности той или иной схемы сложно учесть все эти факторы даже при высокой квалификации эксперта. Программа EnergyOptim позволяет провести сравнительные оценки эффективности большого количества схем с учетом как внутренних факторов (графики нагрузок потребителя, наличие оборудования в существующей схеме, капитальные затраты и эксплуатационные расходы), так и внешние факторы, определяемые особенностями и возможностями взаимодействия с внешними сетями.

Дилемма выбора мини-ТЭЦ сводится в основном к выбору установки отечественного производства или западных компаний. В главе приведены аргументы в пользу того или иного варианта. В любом случае следует с большой осторожностью относиться к характеристикам мини-ТЭЦ, заявляемым компаниями-поставщиками, которые, как правило, в своих рекламных материалах приводят завышенные данные.

4 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

В стадии НИР проекта оценить рыночный потенциал полученных результатов можно только с большой степенью неопределенности. В главе приведены прогнозные оценки рыночного потенциала разработанного программного продукта и экономической эффективности разработанных на его основе типовых схем повышения энергоэффективности автономных источников энергоснабжения на базе отопительной котельной и газопоршневой мини-ТЭЦ.

4.1 Оценка эффекта от внедрения разработанного программного комплекса EnergyOptim

При выборе концепции создания (реконструкции) энергетического комплекса начальным этапом, как правило, является разработка инвестиционного предложения. В процессе его подготовки приходится проводить оценки эффективности большого количества возможных вариантов схем, и, несмотря на то, что сегодня для этих целей используются эффективные программы, разработанные на основе широко применяемой в современной международной практике методологии Комитета ООН по промышленному развитию (UNIDO), эта процедура требует значительного времени. Кроме того, не очевидно, что путем экспертных оценок той или иной схемы будет выбран действительно оптимальный вариант.

Применение программы EnergyOptim, во-первых, значительно сокращает время оценки большого числа вариантов, во-вторых, не требует высокой экспертной квалификации пользователя. Для подобных оценок программа может найти широкое применение в проектных и консалтинговых организациях. Кроме того, программа EnergyOptim дает возможность заказчику проекта самостоятельно оценить перспективность и экономические показатели предполагаемой реконструкции или строительства энергетического комплекса и принять решение о целесообразности начала проектных работ.

Другое назначение программы – расчет оптимальных для данной схемы режимных параметров оборудования (режимных карт) при реальных графиках энергетических нагрузок потребителя энергии. Даже без сложной системы автоматического регулирования и управления подобные режимные карты позволят эксплуатационному персоналу оптимально распределять нагрузку между входящими в энергокомплекс источниками энергии, прогнозировать затраты на энергоресурсы на длительную перспективу.

Одним из перспективных направлений использования разработанных моделей, алгоритмов и программного комплекса может стать динамично развивающееся направление

создания «умных» или интеллектуальных энергетических технологий (Smart Grid). Сегодня основные усилия исследователей и разработчиков направлены на создание подобных технологий в «большой» энергетике, так называемых активно-адаптивных сетей. Энергокомплексы распределенной энергетики так или иначе связаны с централизованными энергосистемами и создание подобных технологий для «малой» энергетики является актуальной задачей и для собственно автономных энергокомплексов, и для глобальных энергетических систем.

В данном проекте сделан шаг в направлении создания технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов. Результаты работы могут стать основой выполнения проектов на стадии ОКР, тем самым сократив время и бюджетные средства на создание интеллектуальной технологии Smart Grid для автономных и обособленных энергетических комплексов.

4.2 Оценка рынка и экономического эффекта от внедрения типовых решений на котельных России

Как уже отмечалось, в России децентрализованные котельные и индивидуальные отопительные установки обеспечивают более четверти всего отпуска тепловой энергии. Практически половина котельных в качестве топлива использует природный газ. Помимо известных причин низкой эффективности котельных (отсутствие современной автоматики, изношенность основного оборудования, несовершенство горелочных устройств) можно отметить три причины неэффективности котельных.

Первая и, возможно, наиболее серьезная причина – отсутствие резервного электроснабжения собственных нужд котельных. Россия – одна из самых холодных стран мира (среднегодовая температура $-5,5^{\circ}\text{C}$). Для сравнения в Канаде среднегодовая температура воздуха составляет $-5,1^{\circ}\text{C}$, но самый северный ее город (Эдмонтон) с населением более 100 тыс. человек расположен на широте Орла. В России даже в зоне экстремальных погодных условий находятся Воркута, Инта, Сургут, Нижневартовск, Норильск, большое количество небольших поселков и в этих условиях останов котельных зимой из-за перебоев с электроснабжением может привести к серьезным авариям [17].

По информации территориальных органов Ростехнадзора причиной 28 % случаев нарушения теплоснабжения, имевших серьезные последствия для потребителей, были отключения электроэнергии [18]. В таких ситуациях потери финансовых средств значительно превышают затраты на реконструкцию энергетических комплексов.

Для котельных в диапазоне тепловой мощности 1 – 5 МВт электрическая мощность собственных нужд составляет 150 – 200 кВт и автономный источник электроснабжения на

базе газопоршневых установок малой или средней мощности (100 – 300 кВт) при относительно небольших затратах на его создание решил бы проблему надежности кардинально.

Вторая причина – низкая эффективность эксплуатации котлоагрегатов в неотапительный период, когда котельная обеспечивает только тепловую нагрузку системы ГВС. Котельная работает на пониженных нагрузках, с низким к.п.д., котлы работают в динамическом режиме, тем самым уменьшается ресурс оборудования. Введение в схему энергоснабжения мини-ТЭЦ в ряде случаев позволит консервировать котельную в неотапительный период и, с учетом добавления в схему бака-аккумулятора горячей воды и электродкотла, эффективно обеспечивать резко переменную в течение суток нагрузку системы горячего водоснабжения.

Третья причина – неэффективное использование топлива. Хорошо известно, что когенерационные технологии позволяют значительно повысить коэффициент использования топлива. В работе было показано, что использование когенерационных технологий (газопоршневой мини-ТЭЦ) в типовых схемах энергокомплексов увеличивает эффективность использования топлива и позволяет сократить эксплуатационные издержки на 20 – 25 %.

Масштабы внедрения разработанных схем – практически все автономные отопительные котельные России, и эффект от их внедрения может достигать миллиардов руб. в год.

4.3 Оценка эффективности разработанных схем энергокомплексов при вводе новых мощностей

В настоящее время в российской энергетике прослеживается стойкая тенденция к увеличению производства и потреблению энергии. Даже с учётом значительных структурных изменений в промышленности и перехода на энергосберегающие технологии потребности в тепло- и электроэнергии в ближайшие десятилетия будут только увеличиваться.

Внедрение в производство многих энергосберегающих технологий требует больших капитальных вложений, и одним из оптимальных решений по снижению финансовых затрат предприятия является использование газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ. Расширяющееся применение мини-ТЭЦ и газопоршневых электростанций в мире говорит о новой тенденции в развитии локальной энергетике, как экономически и экологически эффективной отрасли топливно-энергетического комплекса. Приближенность источников энергии к потребителям позволяет значительно снизить потери при передаче энергии и улучшить ее качество.

Инвестиционные затраты при применении газопоршневых мини-ТЭЦ и электростанций компенсируются за счет низкой себестоимости энергии. Полное возмещение капитальных затрат происходит в течение 3-4 лет. Ограниченная единичная мощность мини-ТЭЦ и газопоршневых электростанций не является препятствием к их использованию.

При необходимости может быть установлено несколько параллельно работающих агрегатов. Они позволяют решить острый вопрос неравномерного суточного потребления электроэнергии, трудно разрешимый для крупных генерирующих установок.

В ряде исследований и публикаций [19 – 21] показано, что в течение ближайших лет доля энергетических мощностей, вводимых в России за счет малых энергетических установок, составит 12 % или 2,3 ГВт. Традиционное решение – малая электростанция и пиковая – котельная далеко не всегда является оптимальным. Так же, распространенное мнение о нецелесообразности получения тепловой энергии в электродкотлах не всегда верно.

Сравнительные результаты экономической эффективности схем энергетических комплексов по степени их усложнения приведены на рис. 4.1. Расчеты проведены с помощью программы EnergyOptim с учетом стоимости основного оборудования, амортизационных отчислений и эксплуатационных расходов. Для оценок взяты типичные графики изменения электрической и тепловой нагрузок объектов ЖКХ.

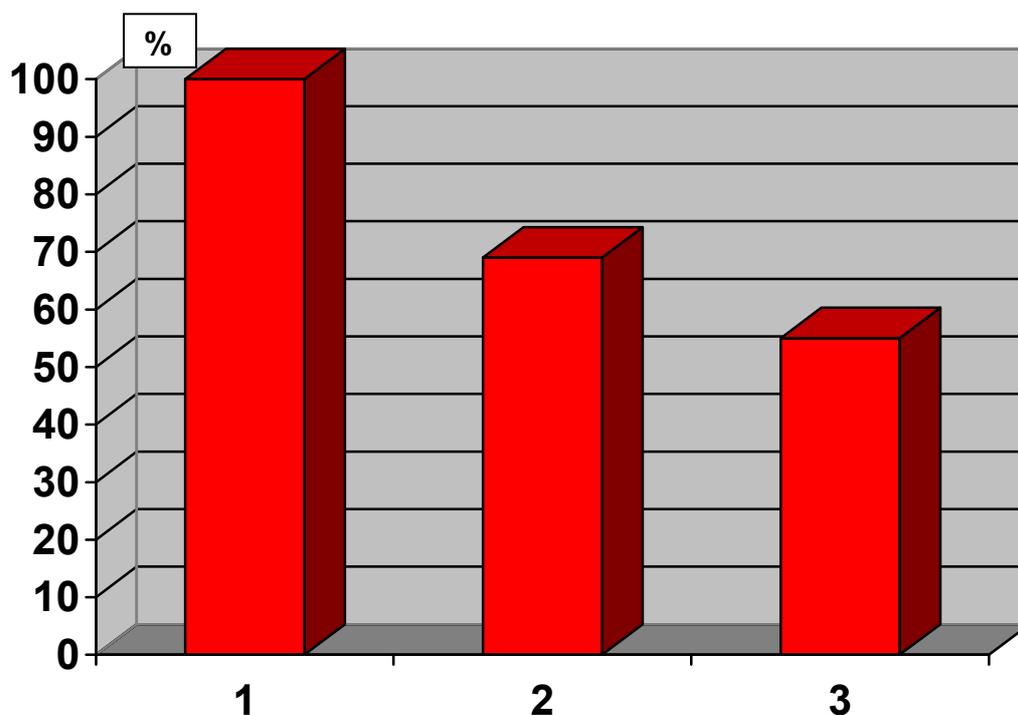


Рисунок 4.1 – Экономическая эффективность схем автономных энергетических комплексов: 1 – газопоршневая электростанция и пиковый котел (типовая схема); 2 – газопоршневая мини-ТЭЦ и пиковый котел; 3 – газопоршневая мини-ТЭЦ, пиковый котел, бак-аккумулятор, электродкотел (оптимальная схема)

Стоимость энергоресурсов при использовании типового решения – газопоршневая электростанция и пиковый котел – принята за 100 %. Схема с пиковой котельной и мини-ТЭЦ оказывается на 31 % эффективнее типовой. И последняя, оптимальная схема, включающая, помимо пиковой котельной и мини-ТЭЦ, бак-аккумулятор горячей воды и электродкотел, почти вдвое эффективнее типовой схемы.

Анализ показал, что включение в схему дополнительных устройств (электродкотла и бака-аккумулятора) при относительно незначительных дополнительных капитальных затратах дает заметный выигрыш в финансовой эффективности. Безусловно, такая схема не является универсальным решением и в зависимости от ряда факторов (графиков нагрузки, действующих тарифов, климатических условий) должна быть к ним адаптирована, что и является основным назначением разработанной программы оптимизации.

Учитывая востребованность подобных энергокомплексов и масштабы их возможного внедрения экономический эффект за счет принятия в каждом случае оптимальных решений может оказаться весьма значительным.

4.4 Методика анализа финансово-коммерческой эффективности инвестиций в строительство газопоршневых мини-ТЭЦ

Методики оценок и анализ финансово-коммерческой эффективности строительства газопоршневых мини-ТЭЦ основаны на «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477, и разработанных на базе широко применяемой в современной международной практике методологии Комитета ООН по промышленному развитию (UNIDO) рекомендаций, например, «Методических рекомендаций по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», утвержденных Главэкспертизой России 26.05.1999 № 24-16-1/20-113 и РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155.

При расчетах показателей используется стандартизированная компьютерная программа «ENERGY INVEST», разработанная Научным центром прикладных исследований (НЦПИ, Москва) на основе указанных «Методических рекомендаций» и доработанная институтом «Ростовтеплоэлектропроект» для обеспечения возможности проведения расчетов по газопоршневым электростанциям и мини-ТЭЦ.

Для расчетов по всем рассматриваемым вариантам приняты следующие условия.

1. Строительство газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ обеспечивается индивидуальной проектно-сметной рабочей документацией и рассматривается как независимый инвестиционный проект, генерирующий самостоятельные денежные потоки и обладающий индивидуальными финансово-коммерческими показателями в условиях существующего экономического окружения.

2. Строительство газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ предусматривается как в контейнерном, так и в стационарном исполнении.

3. Горизонт расчета принимается равным сумме периода проектирования и строительства – 1 год и планируемого срока эксплуатации основного технологического оборудо-

дования – 20 лет и составляет 21 год. Шаг расчета принимается равным одному календарному году.

4. Расчеты выполняются в прогнозных (текущих) ценах. Прогнозные цены, соответствующие периодам строительства и эксплуатации, рассчитываются с учетом инфляции и эскалации на базе исходных цен, сложившихся IV кв. 2009 г., и принятые за основу в сметно-финансовых расчетах. Темпы инфляции и эскалации учитываются путем введения индексов цен.

5. Коэффициенты инфляции и эскалации цен принимаются неизменными в течение одного календарного года. Предусматривается постепенное снижение годовых цепных индексов цен к 2016...2020 г.г. до значения 3,0 %, характерного для международного уровня при стабильных экономических условиях. Прогнозные индексы цен принимаются по средним значениям между оптимистическим и пессимистическим прогнозами развития экономики РФ и соответствуют уточненному прогнозу, выполненному Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике РАО «ЕЭС России» и опубликованному в «Сценарных условиях развития электроэнергетики на 2008...2011 г.г. с перспективой до 2015 г.».

6. Соизмерение разновременных показателей инвестиционного проекта выполняется путем их приведения (дисконтирования) к ценности в начальном периоде расчета. В расчетах используются дифференцированные по годам расчетного периода ставки дисконтирования. При этом ставка дисконтирования E рассчитывается по формуле

$$E = r/i,$$

где r – ставка рефинансирования Центробанка РФ; i – темп (коэффициент) инфляции.

Для условий IV квартала 2009 года при $r = 12 \%$ и $i = 1,12$ получаем: $E = 12,0 / 1,12 = 10,71 \%$.

На первый год реализации проекта с учетом риска инвестиций принимается ставка дисконтирования 12 %. На последующие годы принимаются дифференцированные значения ставок дисконтирования (с постепенным снижением их до общепринятой международной нормы – 7 %):

2011 год – 11,0%;	2012 год – 10,5 %;	2013 год – 10,0%;
2014 год – 9,5%;	2015 год – 9,0 %;	2016 год – 8,5%;
2017 год – 8,0 %;	2018 год – 7,5 %;	2019 год и далее – 7,0 %.

7. В качестве критериев абсолютной экономической эффективности инвестиций рассматриваются следующие показатели.

Простые критерии:

- чистая прибыль за расчетный период;

- срок окупаемости капитальных вложений;
- рентабельность вложений.

Дисконтированные критерии:

- чистый дисконтированный доход за расчетный период;
- внутренняя норма доходности;
- индекс доходности;
- дисконтированный срок окупаемости.

8. Сроки окупаемости определяются по соответствующим финансовым профилям инвестиционных затрат, как периоды времени от выбранной начальной точки отсчета до момента пересечения кривых с осью абсцисс. За начальную точку принимается расчетный момент начала инвестирования строительства. При условии допущения, что зависимости финансовых профилей во времени в течение одного календарного года являются линейными, расчет как простого, так и дисконтированного сроков окупаемости выполняется по формуле:

$$T_{\text{ок}} = N_y + [(|Y_N| / (|Y_N| + \Pi_1))],$$

где

$T_{\text{ок}}$ – срок окупаемости;

N_y – число лет от начала инвестирования с отрицательными значениями кумулятивного денежного потока;

$|Y_N|$ – абсолютное значение убытка последнего убыточного года;

Π_1 – значение прибыли первого прибыльного года.

Для определения сроков окупаемости, отсчитываемых от момента ввода объекта в эксплуатацию, от полученных значений следует отнять число лет, соответствующее периоду проектирования и строительства, т.е. один год.

9. Индексы доходности инвестиций рассчитываются в соответствии с указанными выше «Методическими рекомендациями» по формуле:

$$\text{ИД} = 1 + \text{ЧДД} / \text{К}_д = (\text{ЧДД} + \text{К}_д) / \text{К}_д,$$

где

ИД – индекс доходности;

ЧДД – чистый дисконтированный доход (КРУ);

$\text{К}_д$ – дисконтированное значение инвестиций.

При этом значения ИД , превышающие единицу, означают, что ЧДД положителен. Это является необходимым (но недостаточным) условием реализации инвестиционного проекта.

10. В расчетах используются существующие на момент начала проекта ставки налогов и действующая в России система налогообложения – в соответствии с «Налоговым кодексом Российской Федерации». В связи с невозможностью представительного прогноза динамики изменения ставок налогов в пределах расчетного периода они принимаются неизменными на весь период расчета.

11. В расчетах учитывается ежегодная переоценка стоимости основных фондов на начало каждого календарного года. Коэффициенты переоценки принимаются равными средним индексам инфляции по отраслям материального производства в РФ.

12. Значения норм амортизационных отчислений принимаются согласно действующей «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1. При этом нормы амортизационных отчислений a_{AM} для каждого из видов оборудования, зданий и сооружений определяются по формуле:

$$a_{AM} = 100/S_{ПИ},$$

где $S_{ПИ}$ – срок полезного использования имущества, отнесенного к соответствующей группе по «Классификации основных средств»; для расчетов используются средние значения сроков полезного использования по каждой из групп имущества.

13. Поскольку сроки службы вспомогательного оборудования мини-ТЭЦ меньше планируемой продолжительности эксплуатации основного оборудования, при выполнении расчетов предусматриваются на определенных этапах эксплуатации затраты необходимых средств на замену отслужившего свои сроки оборудования.

14. С целью обеспечения финансовой эффективности проекта предусматривается использование кредитов. Оптимальная доля кредита в общем объеме инвестиций и оптимальные условия кредитования определяются расчетами для каждого из рассматриваемых вариантов. В условиях существующего экономического окружения процентная ставка по кредиту принимается равной 25%. Доля собственного капитала по условиям банковского кредитования определяется конкретными возможностями потребителя.

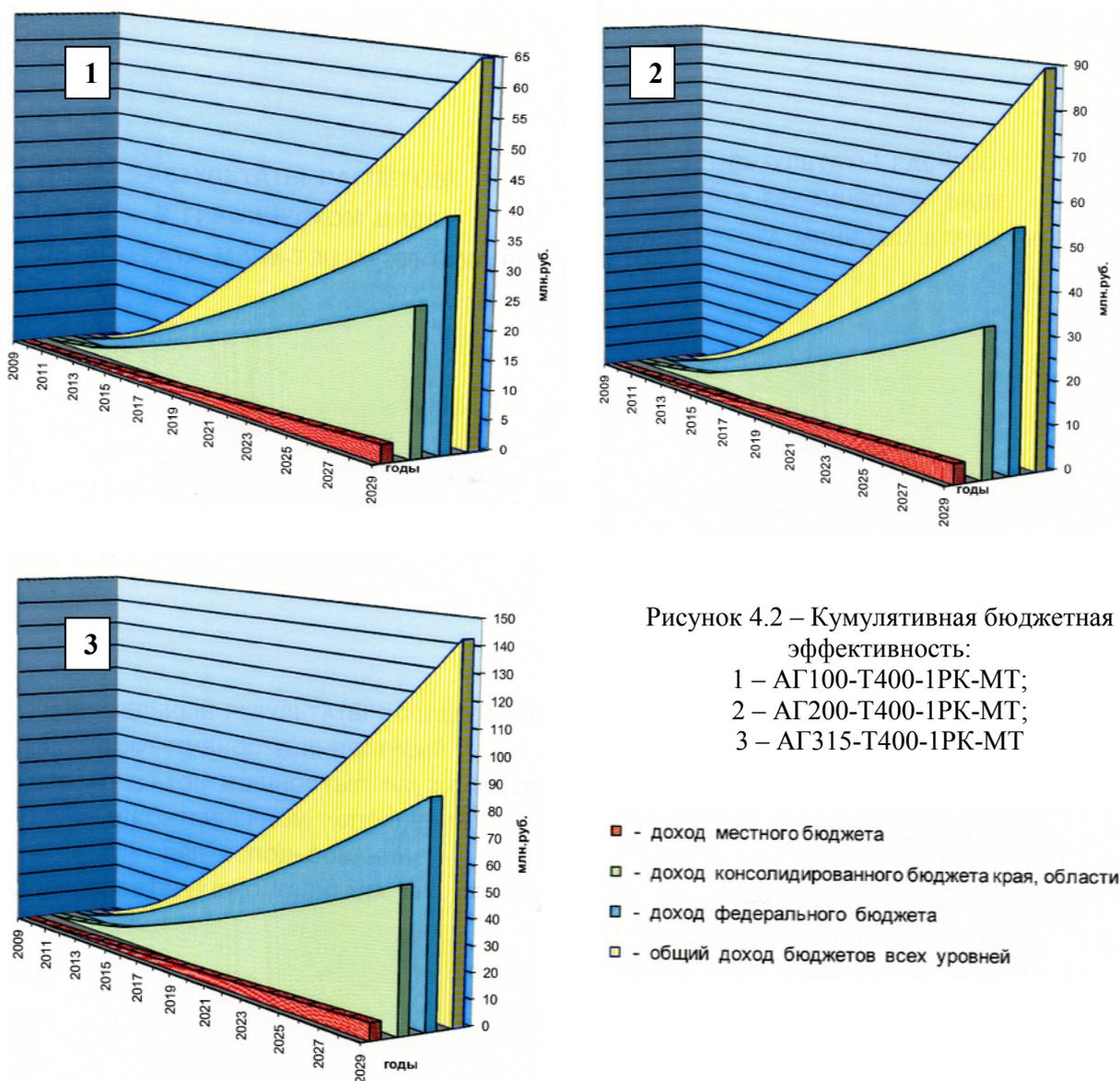
Основные результаты проведенных по заданию ОИВТ РАН институтом Ростовтеплоэлектропроект расчетов экономической эффективности сооружения газопоршневых мини-ТЭЦ применительно к условиям Южного Федерального округа приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 – Основные результаты расчетов экономической эффективности сооружения газопоршневых мини-ТЭЦ в контейнерном исполнении применительно к условиям ЮФО с долей собственного капитала 30%

Показатели	Размерность	Тип мини-ТЭЦ		
		АГ100-Т400-1РК-МТ	АГ200-Т400-1РК-МТ	АГ315-Т400-1РК-МТ
Номинальная электрическая мощность	кВт	100	180	315
Номинальная тепловая мощность	кВт (Гкал/ч)	140 (0,12)	270 (0,232)	450 (0,387)
Простые показатели				
<i>Для инвестиционных затрат</i>				
Чистый доход за расчетный период	млн. руб.	54,9	71,2	119,7
Срок окупаемости капвложений	лет	2,7	3,8	3,2
Рентабельность капвложений	%	37,3	26,6	31,1
<i>Для собственных затрат</i>				
Чистый доход за расчетный период	млн. руб.	53,8	66,4	114,7
Срок окупаемости капвложений	лет	2,2	2,3	2,4
Рентабельность капвложений	%	45,3	42,9	41,9
Дисконтированные показатели				
<i>Для инвестиционных затрат</i>				
Чистый дисконтированный доход	млн. руб.	23,0	28,2	48,5
Внутренняя норма доходности	%	61,1	41,2	47,3
Индекс доходности	-	6,4	4,3	4,9
Дисконтированный срок окупаемости	лет	2,9	4,3	3,8
<i>Для собственных затрат</i>				
Чистый дисконтированный доход	млн. руб.	22,6	26,4	46,7
Внутренняя норма доходности	%	110,8	75,9	83,7
Индекс доходности	-	18,7	11,3	13,5
Дисконтированный срок окупаемости	лет	2,3	2,5	2,5
Себестоимость в исходных ценах после расчета за кредиты				
Электроэнергии	руб./кВтч	0,81	0,80	0,72
Тепловой энергии	руб./Гкал	534,71	526,41	490,0
Удельные капвложения	US\$/кВт	1203,59	1240,51	1142,69

При расчетах предполагалось, что мини-ТЭЦ в течение года (за вычетом периодов ТО) эксплуатируются в номинальных режимах. Кроме того, энергокомплекс является коммерческой структурой и продает электрическую и тепловую энергию стороннему потребителю. Соответственно, налоговые поступления в бюджеты всех уровней за весь жизненный цикл энергокомплекса при реализации проекта с собственной долей капитала 30%

(табл. 4.1) составляют: для мини-ТЭЦ АГ100-Т400-1РК-МТ – 65,3 млн. руб., для АГ200-Т400-1РК-МТ – 89,7 млн. руб., для АГ315-Т400-1РК-МТ – 143,7 млн. руб. (рис. 4.2).



Практически во всех методиках оценок финансовой эффективности проектов на стадии инвестиционных предложений и бизнес-планов не учитывается динамика реальных нагрузок потребителя и в расчетах значения мощности энергоустановок принимаются постоянными на всем расчетном горизонте, равными номинальным или усредненным значениям. В связи с существенной нелинейностью зависимостей к.п.д. и тепловой мощности газопоршневой мини-ТЭЦ от электрической мощности установки такие упрощения могут привести к значительной погрешности расчета. В дальнейшем целесообразно в программу расчета финансовой эффективности проекта, например, Energy Invest, интегрировать разработанную в данном проекте программу EnergyOptim, что позволит максимально учесть реальные графики изменения энергетических нагрузок потребителя и повысить точность прогнозных расчетов.

4.5 Выводы к главе 4

Проблема создания автономных энергетических комплексов, прежде всего, для отдаленных обособленных поселений, сегодня является одной из приоритетных для энергетики России. Это могут как вновь создаваемые энергоблоки, так и реконструированные на базе существующих отопительных котельных. Подобных объектов в России насчитывается тысячи, часть из которых обеспечена, в соответствии с программой Газпрома по газификации России, магистральным природным газом. В этой связи когенерационные газопоршневые установки в комплексе с отопительными котельными являются одним из наиболее эффективных вариантов решения энергетических проблем. Всем этим и определяется рыночный потенциал основного результата, полученного в рамках выполнения госконтракта. В данном случае под рыночным потенциалом можно понимать число потенциальных пользователей программы EnergyOptim (пакет программ находится в стадии регистрации в Реестре программ для ЭВМ ФИПС).

По результатам работы в плане оценки рыночного потенциала можно сделать четыре основных вывода.

1. Разработанный программный комплекс EnergyOptim позволяет значительно сократить затраты времени и средств на подготовку инвестиционных предложений и бизнес-планов, провести сравнительный анализ большого количества схем энергокомплексов при максимальном учете реальных графиков нагрузок потребителя (с разбиением вплоть до часовых нагрузок), рассчитать оптимальные режимные карты работы энергетического оборудования комплекса.

2. Разработанные модели, алгоритмы, численные методы программные коды являются первым этапом работы по созданию интеллектуальных сетей в малой энергетике, тем самым сокращая время и необходимые затраты на создание полноценной технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов.

3. Учитывая тот факт, что в зонах децентрализованного энергоснабжения находится до 2/3 территории России, где теплоснабжение обеспечивается за счет отопительных котельных, реконструкция котельных и создание на их основе энергокомплексов с использованием когенерационных технологий и разработанных оптимальных схем повысит надежность теплоснабжения обособленных потребителей и эффективность использования топлива и даст значительный экономический эффект.

4. Дополнение современных программ расчета финансовой эффективности проектов программой EnergyOptim повысит достоверность расчетов за счет учета графиков изменения во времени реальных энергетических нагрузок потребителя и характеристик источников энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения НИР получены следующие **основные результаты**:

1. Выполнен анализ эффективных схем автономного энергоснабжения обособленных потребителей с использованием газопоршневых мини-ТЭЦ. Показано, что российский рынок газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ динамично развивается, при этом более 80 % рынка составляет продукция западных компаний. Учитывая значительно более низкую, чем западных аналогов, удельную стоимость отечественных установок, их высокую ремонтпригодность в любом российском регионе, имеются хорошие перспективы освоения соответствующего сегмента рынка. Для масштабного выхода на внутренний и внешний рынки необходимо решить задачу разработки и освоения серийного производства современных экономичных газопоршневых двигателей.

При централизованном энергоснабжении электрические и тепловые сети представляют собой для потребителя практически бесконечные источники энергии и задача оптимизации для потребителя сводится в основном к энергосбережению. Для автономных и обособленных потребителей на первый план выходят задачи выбора типа энергоисточников и вспомогательного оборудования и согласования режимов потребления и производства энергии.

2. Разработаны математические модели интеграции газопоршневой мини-ТЭЦ в стандартную отопительную котельную. Основная задача – установление связей между всеми компонентами схемы энергоснабжения и энергопотребления и согласование характеристик энергопроизводящих и аккумулирующих модулей с режимами потребления энергии для обеспечения максимальных коэффициентов использования мощности и минимизации расходов как на производство, так и на потребление энергии. Минимизация функционала (целевой функции), коэффициенты которого определяются выбранным критерием оптимизации, обеспечивается в итерационном процессе с использованием численной процедуры – симплекс-метода с искусственным базисом. В связи с большой размерностью оптимизационной задачи использован метод декомпозиции. Разработанные математическая модель и алгоритмы оптимизации позволяют за счет выбора вида целевой функции с учетом графиков изменения электрической и тепловой нагрузок потребителя определить оптимальный состав схемы и оптимальные, с точки зрения выбранного критерия, характеристики элементов схемы (мини-ТЭЦ, электродкотла, бака-аккумулятора, пиковой котельной).

3. Разработаны программы оптимизации схем тепло- электроснабжения автономных потребителей. Математическая модель реализована в пакете программ EnergyOptim с со-

ответствующим графическим интерфейсом для оперативного ввода информации и анализа результатов оптимизационных расчетов. В зависимости от детальности информации о графиках изменения нагрузок потребителя во времени предусмотрены варианты расчетов с часовыми интервалами, повторяющимися недельными и месячными блоками.

Верификация программ проводилась по данным исследования режимов работы газопоршневой мини-ТЭЦ при переменных несогласованных графиках изменения электрической и тепловой нагрузок потребителя энергии на комплексном испытательном стенде ОИВТ РАН.

4. Выполнен анализ эффективности схем совместной работы энергоисточника, энергосистемы и потребителя энергии. Результаты анализа показали, что практически во всех рассмотренных случаях комплектация мини-ТЭЦ электродкотлом и баком-аккумулятором является наиболее эффективным решением. Рассмотрены схемы, при которых, помимо мини-ТЭЦ и дополнительного оборудования, в состав комплекса входит пиковая котельная, а внешняя централизованная сеть может использоваться для кратковременной компенсации недостающей мощности.

Реализация схемы совместной работы газопоршневой мини-ТЭЦ и отопительной газовой котельной на автономном объекте – Специальной астрофизической обсерватории РАН позволила решить основные проблемы энергообеспечения Обсерватории. Впервые, обеспечено резервное электроснабжение собственных нужд котельной, что значительно повысило надежность теплоснабжения жилого комплекса, школы, детского сада и лабораторного комплекса Обсерватории. Обеспечена возможность электроснабжения основных объектов Обсерватории при плановых и аварийных отключениях централизованной электросети. Следует отметить, что реализованный в САО РАН проект явился логичным продолжением проектов, выполняемых ОИВТ РАН в последние годы в рамках Федеральных целевых научно-технических программ.

Научно-технический уровень выполненной НИР определяется уникальностью и функциональными возможностями основного результата работы – программного комплекса EnergyOptim. В связи с развитием в последние годы работ по созданию интеллектуальных сетей Smart Grid, в ведущих промышленно развитых странах также разрабатываются аналогичные программы, прежде всего, для энергокомплексов, построенных на базе возобновляемых источников энергии. **Достоинством и отличительной особенностью** программного комплекса EnergyOptim является, прежде всего, разработанные численные методы и алгоритмы оптимизации, позволяющие проводить оптимизационные расчеты обобщенных схем энергокомплексов с большими горизонтами расчетов (до 1 года) при максимально точном учете графиков изменения энергетических нагрузок потреби-

теля (минимальный шаг расчета 1 ч). Кроме того, тип энергоустановок и систем аккумулярования, входящих в комплекс, может быть практически любым: отопительные котельные, когенерационные установки, нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.

Краткие рекомендации по использованию результатов работы:

Разработанный программный комплекс EnergyOptim позволяет значительно сократить затраты времени и средств на подготовку инвестиционных предложений и бизнес-планов, проводить сравнительный анализ большого количества схем энергокомплексов при максимальном учете реальных графиков нагрузок потребителя (с разбиением вплоть до часовых нагрузок), рассчитать оптимальные режимные карты работы энергетического оборудования комплекса. В этой связи программа EnergyOptim может найти широкое применение в проектных организациях и консалтинговых компаниях.

Разработанные модели, алгоритмы, численные методы и программные коды могут рассматриваться как первый этап работы по созданию интеллектуальных сетей в малой энергетике, тем самым сокращая время и необходимые затраты на создание полноценной технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов.

Учитывая тот факт, что в зонах децентрализованного энергоснабжения находится до 2/3 территории России, где теплоснабжение обеспечивается за счет отопительных котельных, реконструкция котельных и создание на их основе энергокомплексов с использованием когенерационных технологий и разработанных оптимальных схем повысит надежность теплоснабжения обособленных потребителей и эффективность использования топлива и даст значительный экономический эффект.

Дополнение современных программ расчета финансовой эффективности проектов программой EnergyOptim повысит достоверность расчетов за счет учета графиков изменения во времени реальных энергетических нагрузок потребителя и переменных характеристик источников энергии.

Резюмируя, можно отметить, что **цель выполнения НИР** «Повышение эффективности тепло- электроснабжения обособленных потребителей и сооружений на основе оптимального использования традиционных источников энергии и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок» полностью достигнута. **Основные технико-экономические требования** обеспечены: в зависимости от конкретного графика нагрузок затраты потребителя при реализации оптимальной схемы энергокомплекса снижаются на **30 – 50%** по сравнению с типовыми решениями. Сроки окупаемости капитальных затрат, как правило, не превышают **3 – 4 лет**.

Программные индикаторы и показатели, определенные Техническим заданием, достигнуты. По результатам исследований опубликовано и принято к печати 4 статьи в реферируемых изданиях, подана заявка на полезную модель и заявка на регистрацию программы для ЭВМ.

Предложения **по реализации результатов НИР** на стадии опытно-конструкторских работ представлены в проекте Технического задания на ОКР «Разработка и создание интеллектуальной энергетической технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов и альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения» (приложение В).

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.rsci.ru/sti/?mode=nmore&id=4880>
2. Джулий А.В., Директор Л.Б., Зайченко В.М., Марков А.В. Теплоутилизационный блок мини-ТЭЦ на базе ДВС // Теплоэнергетика. 2010. №1. С. 61-65.
3. Директор Л.Б., Майков И.Л. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем // Управление большими системами / Сборник трудов. Выпуск 28: М.: ИПУ РАН, 2010. С. 274-291. ISSN 1819-2440
(http://ubs.mtas.ru/archive/search_results_new.php?publication_id=17943)
4. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Метод оптимизации нестандартных схем энергокомплексов с когенерационными энергетическими установками // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 6. С. .
5. www.sao.ru
6. Отчет о НИР «Энергоэффективные системы децентрализованного энергоснабжения на основе комбинированного использования возобновляемых ресурсов и традиционных источников энергии. ИВТ РАН, 2006 г.
7. Попель О.С., Директор Л.Б. Энергоснабжение специальной астрофизической обсерватории // Экология и промышленность России. 2001. №3. С. 15-19.
8. Директор Л.Б., Попель О.С. Анализ систем энергообеспечения Специальной астрофизической обсерватории Российской Академии наук и эффективности применения возобновляемых источников энергии. В сб. «Энергосбережение в учреждениях научно-исследовательского профиля / под общей ред. ак. В.Е. Фортова. М.: Издательство МФТИ, 2001, с. 265-303.
9. «Разработка методологии эффективного тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». Госконтракт № 02.516.11.6198, этап 3: «Разработка программы для оптимизации схем тепло- электроснабжения автономных потребителей». 2010 г.
10. Г. Корн, Т. Корн. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). –М.: Наука. 1974, 832 с.
11. Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса» / Книга 1 «Реформирование системы теплоснабжения и теплопотребления Российской Федерации». –М.: АНО «РУСДЕМ-Энергоэффект», 2002, 141 с.
12. Генкин К.И. Газовые двигатели. –М.: 1962.

13. Коллеров Л.К., Газовые двигатели поршневого типа, 2 изд. –Л.: 1968.
14. Отчет о НИР «Разработка методологии эффективного тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». Госконтракт № 02.516.11.6198. Этап 1: «Анализ эффективных схем автономного энергоснабжения обособленных потребителей с использованием газопоршневых мини-ТЭЦ». 2009. Инв. № 02200953227.
15. www.barnaultransmash.ru
16. www.sintur.ru
17. Клименко А.В. Традиционная и нетрадиционная энергетика в обеспечении жизнедеятельности населения самой холодной страны мира // Новости теплоснабжения. 2002. №2.
18. Яковлев В.А. О работе предприятий жилищно-коммунального хозяйства в осенне- зимний период 2005-2006 гг. и задачах по подготовке их к работе в осенне-зимний период 2006-2007 гг. // Новости теплоснабжения. 2006. №6.
19. Хрилев Л.С. Основные направления и эффективность развития теплофикации // Теплоэнергетика. 1998. №4. С. 2-15.
20. Филиппов С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. №8. С. 38-44.
21. Боровиков В.М., Бородина О.А. Развитие малой энергетики как элемент стратегической программы и энергосберегающей политики России // Известия РАН. Энергетика. 2006. №5. С. 156-164.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СПЕЦИАЛЬНАЯ АСТРОФИЗИЧЕСКАЯ ОБСЕРВАТОРИЯ

УТВЕРЖДАЮ

ДИРЕКТОР САО РАН

Ю.Ю. БАЛЕГА

« » мая 2010 г.



АКТ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ пос. НИЖНИЙ АРХЫЗ, САО РАН

п. Нижний Архыз

24 мая 2010 г.

Мы, нижеподписавшиеся, представители Заказчика – САО РАН – заместитель директора Захаров А.В., главный инженер Рябуха В.С., энергетик Туполов П.И., представитель разработчика основного оборудования – ОИВТ РАН – Директор Л.Б., представитель поставщика оборудования – ООО «Малые газопоршневые ТЭС» – Джулий А.В., представитель проектировщика – Филиала ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «РОСТОВТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ» – Дивеев В.А., представитель изготовителя мини-ТЭЦ – ООО «Электро-ЛТ» - Морозов А.В., представитель разработчика и поставщика системы автоматического управления электротехнической части – ООО «Энерготехкомплект» – Лопатин В.И, представитель разработчика и поставщика системы автоматического управления тепломеханической части – ООО НКБ «МИУС-2» – Первых С.А составили настоящий Акт о том, что в период с 18 по 25 мая 2010 г. были проведены пуско-наладочные работы на экспериментальной когенерационной установке энергоснабжения пос. Нижний Архыз (САО РАН) и установка введена в опытную эксплуатацию по временной схеме подключений к сетям САО РАН.

Экспериментальная когенерационная установка поставлена на площадку САО РАН в июне 2009 г. ООО «Малые газопоршневые ТЭС» в соответствии с договором ОК-006/08 от 25.12.2008 г.

Установка отработала в режиме автоматического управления 48 часов и 25 мая 2010 г. введена в эксплуатацию в автоматическом режиме по временной схеме, предложенной САО РАН.

Схема фактических подключений мини-ТЭЦ к электрической сети САО РАН представлена в приложении 1. Схема фактических подключений мини-ТЭЦ к теплосети в котельной представлена в приложении 2.

В связи с ограниченной установленной мощностью электроприемников, подключенных к КТП-2 (187 кВт), максимальная активная электрическая мощность в процессе пуско-наладочных работ в режиме работы в параллель с сетью составила 175 кВт, тепловая мощность – 200 кВт.

При работе в режиме резервной установки (подключены потребители КТП-2 и частично – КТП-1, централизованная сеть отключена) максимальная мощность составила 280 кВт с кратковременными набросами нагрузки свыше 300 кВт.

Система автоматики установки работает в соответствии с заложенным алгоритмом.

Система тепловой автоматики обеспечивает рабочие температуры двигателя и сетевой воды.

Заключение

Мини-ТЭЦ АГЗ15С-Т400-РК-МТ, установленная на площадке САО РАН в соответствии с проектом 1088.01.001 и фактическими схемами подключений (приложения 1 и 2), введена в опытную эксплуатацию по временной схеме в параллель с сетью.

При работе в качестве резервной станции (централизованная сеть отключена) максимально допустимая долговременная нагрузка не должна превышать 220 кВт с возможным кратковременным набросом нагрузки до 280 кВт.

Отчет о пуско-наладочных работах представлен в приложении 3.

Приложения:

1. Схема фактических подключений мини-ТЭЦ к электрической сети САО РАН.
2. Схема фактических подключений мини-ТЭЦ к теплосети в котельной.
3. Отчет о пусконаладочных работах.
4. Выводы по результатам пуско-наладочных работ и анализа фактических схем подключения мини-ТЭЦ к электрической и тепловой сетям САО РАН.

От САО РАН


А.В. Захаров

В.С. Рябуха

П.И. Туполов

От ООО «Малые газопоршневые ТЭС»


А.В. Джулий

От ООО «Электро-ЛТ»


А.В. Морозов

От ОИВТ РАН


Л.Б. Директор

От института «РОСТОВТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ»


В.А. Дивеев

От ООО «Энерготехпоставка»


В.И. Лопатин

От ООО НКБ «МИУС-2»


С.А. Первых

Фактическая схема подключения мини-ТЭЦ к трансформаторной подстанции КТП-2

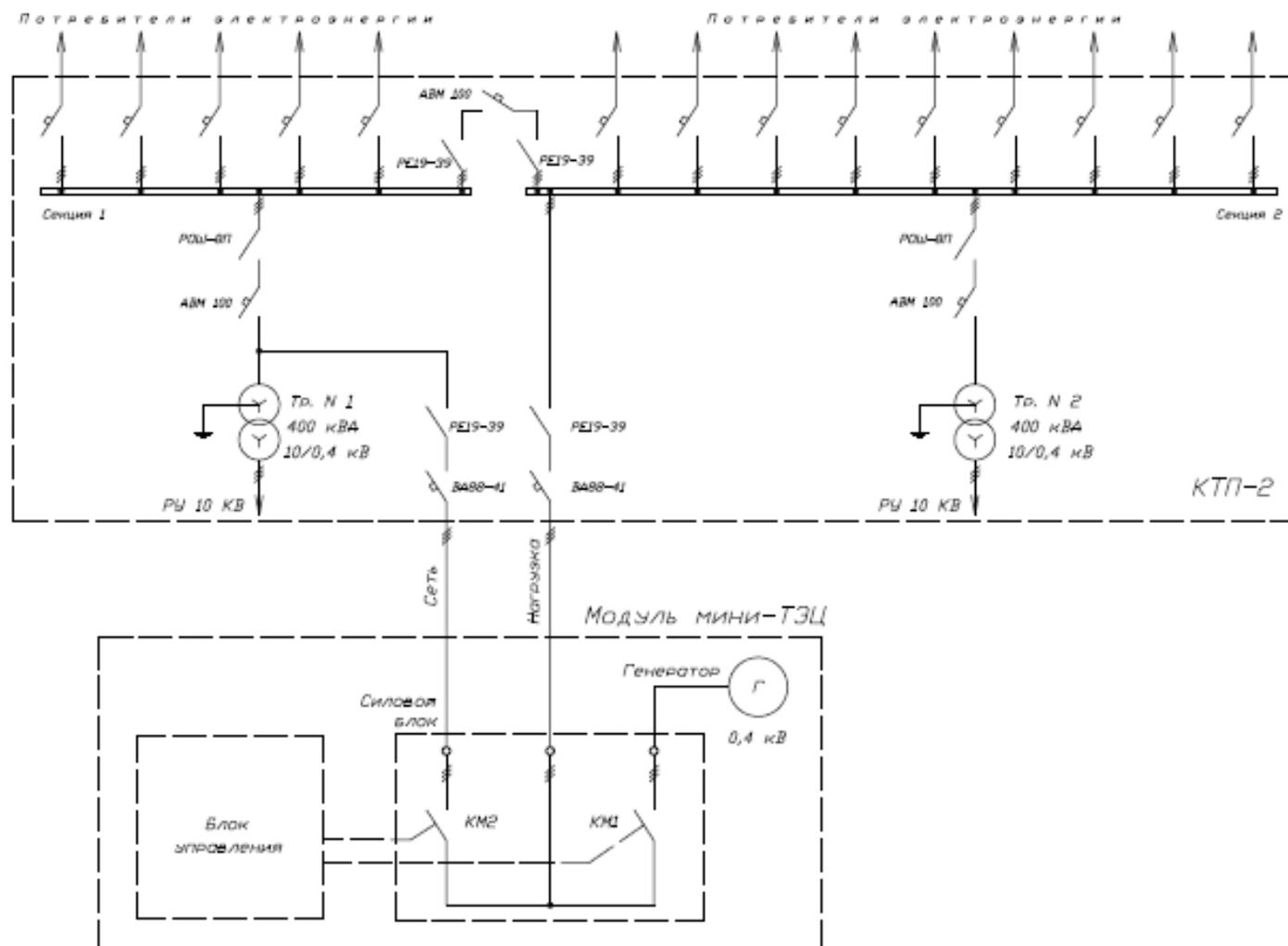
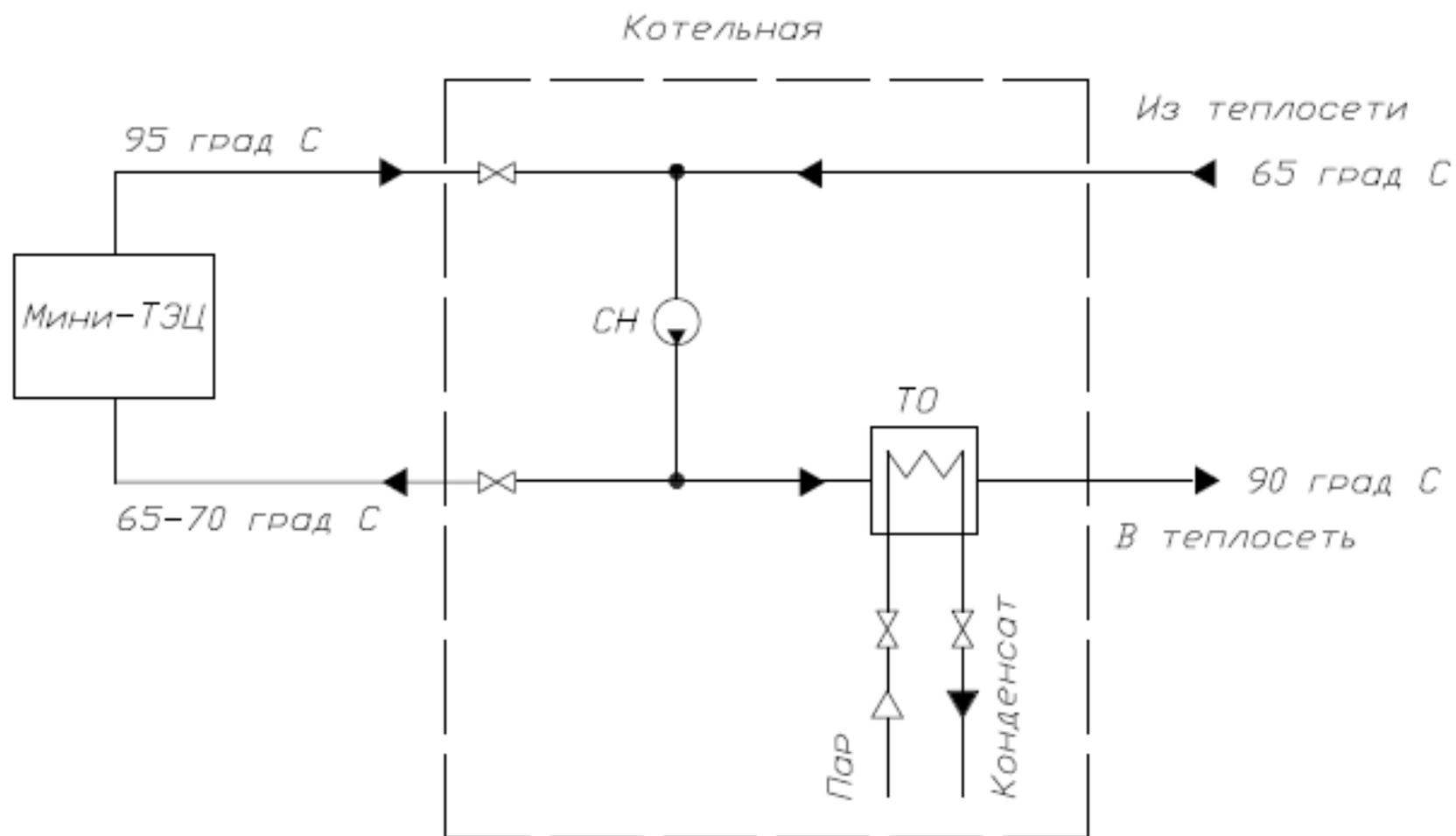


СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ МИНИ-ТЭЦ К ТЕПЛОСЕТИ



ОтчетО проведении пуско-наладочных работ на мини-ТЭЦ АГ315-Т400-2РК-МТ на ННП САО
РАН.

1. Электростанция.
 - 1.1. 17-18.04.2010– Диагностика состояния установки. Проверка соединений, заправка ОЖ, проверка состояния установки, автоматики, проверка уровня масла.
 - 1.2. 18.04.2010. Подключение газа проверка работоспособности установки без нагрузки. Установка технически исправна, все параметры в норме. Изменение цепей подключения нагрузки в соответствии со схемами установки.
 - 1.3. 19.05-20.05.2010. –проверка электрических цепей и цепей автоматики установки, проверка соединений трубопроводов, подготовка к работе (подключение, прозвонка, контроль системы возбуждения, контроль сопротивления изоляции, контроль топливной системы, проверка состояния АКБ, контроль аварийного останова, проверка тепловой автоматики).
 - 1.4. 20.05-21.05.2010 – проверка работы установки в автономном режиме (испытание в режиме «холостого хода», контроль выходных параметров).
 - 1.5. 21-22.05.2010. – ввод нагрузки (суммарно 100-150 кВт), испытания в режиме «авто» на реальной нагрузке, программирование параметров и порогов блока управления, запуск установки в режиме параллельной работы, контроль синхронизации параллельной работы, контроль системы выхлопа), ввод в эксплуатацию.
 - 1.6. 22.05-23.05.2010 – непрерывная работа установки в автоматическом режиме с электрической и тепловой нагрузкой.
2. Мини-ТЭЦ.
 - 2.1. 18.05-21.05.2010. Проверка и настройка цепей тепловой автоматики, проверка соединений.
 - 2.2. 20.05-21.05.2010 – настройка систем управления и контроля, доработки системы управления охлаждением и вентиляцией контейнера.
 - 2.3. 21.05-22.05.2010 – подключение тепловой нагрузки. Проверка работы мини-ТЭЦ с реальной тепловой нагрузкой на расходах 14-16 т/час.
 - 2.4. 22.05-23.05.2010 – непрерывная работа установки в автоматическом режиме с электрической и тепловой нагрузкой.
3. 25.05.2010. Испытания установки на различных режимах, ввод дополнительной нагрузки. Имитация отключения сети, автономная работа.

- 3.1. Для подключения дополнительной нагрузки в автономном режиме потребители Н.Архыза были отключены от источника 10 кВ, при этом установка перешла на работу в автономном режиме.
- 3.2. Далее включался автоматический выключатель, подключающий работающую установку на низковольтную сторону силового трансформатора, транслируя таким образом сеть от установки на других потребителей по стороне 10 кВ.
- 3.3. При первой попытке переключений произошло короткое замыкание (по данным контроллера управления), фидер нагрузки автоматически отсоединил нагрузку, прошли проверку в режиме КЗ.
- 3.4. После этого последовательно добавляли нагрузку до 280-290 кВт. Это максимально допустимая мощность на этой высоте. На нагрузках 220-280 кВт по линии нагрузки периодически проходили скачки по мощности на 100-150 кВт, что приводило к аварийной остановке установки.

Выводы: При работе в автономном режиме необходимо максимально ограничить количество потребителей электроэнергии следующим образом:

- при невозможности контролировать включения потребителей по токам допускать максимальную нагрузку не более 220 кВт;
- при увеличении средней нагрузки до 250-260 кВт следует исключить возможность подключения реактивных нагрузок с большими стартовыми токами, особенно асинхронных двигателей, запускаемых под нагрузкой (единовременно включаемая реактивная нагрузка – не более 10 кВт);
- при выходе на мощность 280 кВт следует исключить какую-либо возможность подключения реактивной нагрузки;
- при выходе на нагрузку более 240-250 кВт подать проточную воду в охладитель надувочной смеси;
- при работе в автономном режиме после перехода суммарной мощности нагрузки через 100 кВт единовременный ввод реактивной нагрузки (особенно асинхронных двигателей, запускаемых под нагрузкой) не должен превышать 20 кВт, единовременный ввод активной нагрузки – не более 50 кВт.

При работе в параллель с сетью ограничений по работе установки нет, максимальная постоянная нагрузка – не более 280 кВт.

Допускается работа установки в автономном режиме при условии выполнения вышеперечисленных ограничений.

Приложение 4 к Акту ввода в эксплуатацию экспериментальной когенерационной установки энергоснабжения пос. Нижний Архыз. САО РАН

Выводы по результатам пуско-наладочных работ и анализа фактических схем подключения мини-ТЭЦ к электрической и тепловой сетям САО РАН.

1. По мини-ТЭЦ

- 1.1. При длительной эксплуатации в различных температурных условиях возможно потребуются замена вентилятора системы вытяжной системы принудительной вентиляции контейнера на более мощные.
- 1.2. При эксплуатации в зимних условиях при пониженных температурах возможно возникнет необходимость установки устройства подогрева поступающего в контейнер воздуха (в штатной комплектации не предусмотрено).
- 1.3. Необходимо изготовить и установить узел ручного управления на жалюзи выброса горячего воздуха из контейнера (на воротах).
- 1.4. Необходимо доработать программу управления теплоутилизационным блоком мини-ТЭЦ для возможности выдачи архивных отчетов в цифровой форме.
- 1.5. Необходимо проработать и реализовать схему удаленного доступа к управляющему компьютеру мини-ТЭЦ.

2. По схеме подключения к тепловой сети САО

- 2.1. Т.к. контур охлаждения установки проектировался на давление воды 3 – 4 ати, предохранительный клапан настроен на такое давление. При фактической схеме, когда вода в контур мини-ТЭЦ поступает непосредственно от сетевых насосов, давление в контуре может быть близким к предельному (10 ати). Снижение давления путем дросселирования воды приводит к значительному, по сравнению с проектным, снижению расхода в контуре мини-ТЭЦ. Соответственно, значительно снижается расход воды и полезная тепловая нагрузка (часть тепла будет сбрасываться через аварийный радиатор и с уходящими газами). Необходимо, в соответствии с проектом, установить промежуточный теплообменник и циркуляционный насос для гидравлической развязки контура мини-ТЭЦ и теплосети САО РАН.

3. По схеме подключения мини-ТЭЦ к электрической сети САО РАН

Для обеспечения возможности выдачи мощности мини-ТЭЦ в сеть потребителей КТП-1, а не только потребителей КТП-2 (что сейчас практически реализовано) в рамках нового проекта необходимо разработать и согласовать с САО РАН принципиальную электрическую схему подключений в максимально безопасном автоматическом режиме.

4. По работе в качестве автономной энергоустановки

Учитывая специфику графиков изменения электрической мощности потребителей ННП (возможны кратковременные броски мощности до 100 кВт), максимальная постоянная мощность для автономной работы – 220 кВт.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Руководство пользователя программой

EnergyOptim

Версия 1.1

Программа **EnergyOptim** предназначена для расчета как оптимальных характеристик обобщенного энергокомплекса (элементов схемы и их режимом работы), так и заданной схемы. Во втором случае результатом расчета является оптимальный режим работы заданных элементов.

Пакет программы состоит из следующих файлов:

- исполняемого файла **EnergyOptim.exe**;
- файлов проекта: **EnergyOptim.dpr**, **EnergyOptim.cfg**, **EnergyOptim.dof**, **EnergyOptim.res**;
- файлов исходных кодов: **Unit1.pas**, **Unit2.pas**, **Unit3.pas**, **Unit4.pas**, **Besimp_d.pas**, **OoSimp_D.pas**, **OSimp_D.pas**; **StObr_D.pas**, **StSimp_D.pas**;
- файлов форм: **Unit1.dfm**, **Unit2.dfm**, **Unit3.dfm**, **Unit4.dfm**.

Головная программа – **Unit2.pas**. Программа совместно с файлом формы **Unit2.dfm** создает основное меню программы, позволяющее проводить различные действия (выбор режимов расчета, проведение расчетов, просмотр и хранение результатов и т.д.), и обеспечивает взаимодействие всех блоков проекта.

Программы **Unit1.pas**, **Unit3.pas**, **Unit4.pas**, **Unit5.pas**, **Unit6.pas** совместно с файлами формы **Unit1.dfm**, **Unit3.dfm**, **Unit4.dfm** обеспечивают возможность задания исходных данных.

Программы **Besimp_d.pas**, **OoSimp_D.pas**, **OSimp_D.pas**; **StObr_D.pas**, **StSimp_D.pas** формируют объектно-ориентированную расчетную модель с реализацией симплекс-модели, типы данных, объекты и функции.

Среднее машинное время, необходимое для расчета одной схемы на компьютере с процессором Intel Core 2 Duo 2,8 ГГц, при расчетном периоде в 1 год с заданием почасовых графиков изменения нагрузок и суточным аккумулярованием тепла составляет около трех часов. При тех же условиях, но при более грубом задании графиков нагрузок (недельные блоки, повторяющиеся в течение 3-х месяцев – зима, весна, лето, осень), необходимое машинное время составляет порядка 18 мин.

Программный комплекс разработан в виде приложения для операционных систем Windows. Для эффективной работы программ необходим персональный компьютер с тактовой частотой процессора не меньше 2 ГГц и объемом оперативной памяти не менее 1 Гб.

Для работы с программой необходимо создать рабочую директорию и поместить в нее файл программы **EnergyOptim.exe**.

При первом запуске программы (файл **EnergyOptim.exe**) появляется заставка программы (рис. 1).

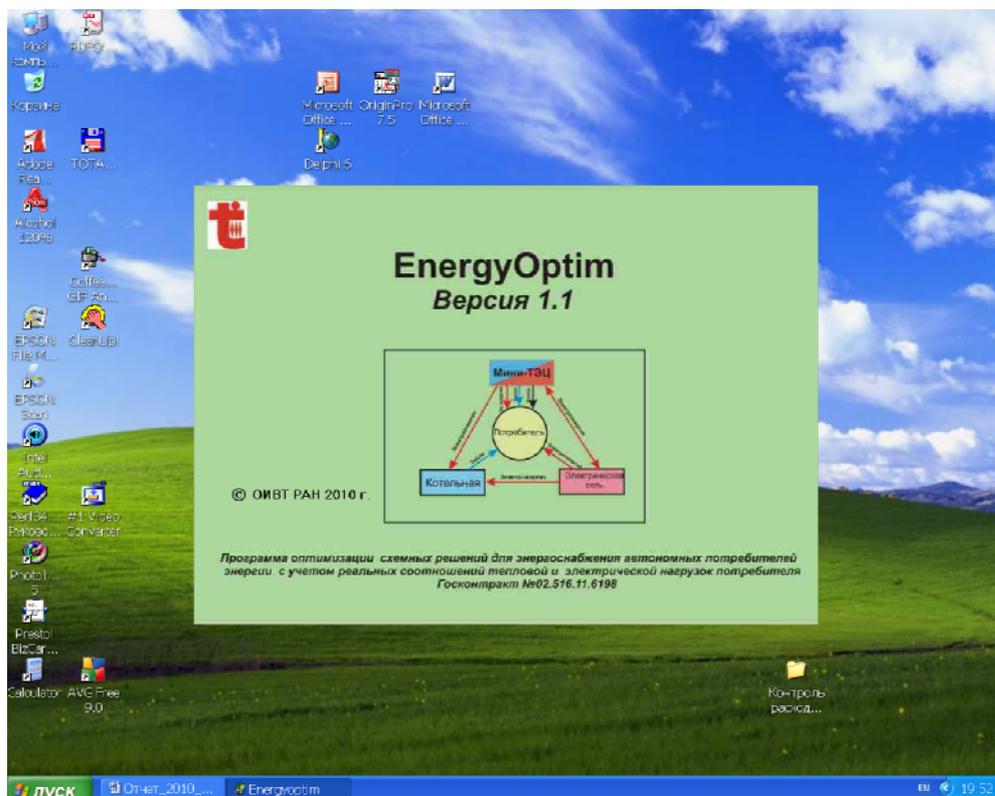


Рисунок 1 – Заставка программы

Программа имеет 7 пунктов меню (рис. 2). При первой загрузке имеется возможность выбора только 4 пунктов меню.

Пункты меню **Файлы**, **Правка**, **Тип ограничений** в данной версии программы являются служебными и предназначены для дополнительной корректировки работы программы и не предназначены для использования пользователем.

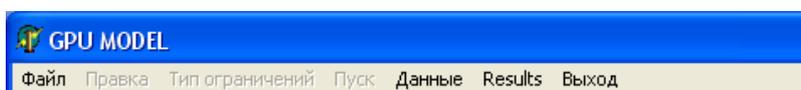


Рисунок 2 – Меню программы

Пункт меню **Данные** служит для начала работы и ввода исходных данных.

Пункт меню **Пуск** служит для запуска программы на счет. Этот пункт активизируется только после подготовки исходных данных.

Пункт меню **Results** служит для просмотра результатов расчета.

Пункт меню **Выход** служит для завершения работы с программой.

При выборе пункта меню **Данные** появляется окно ввода данных **GPU DATA**, показанное на рис. 3.

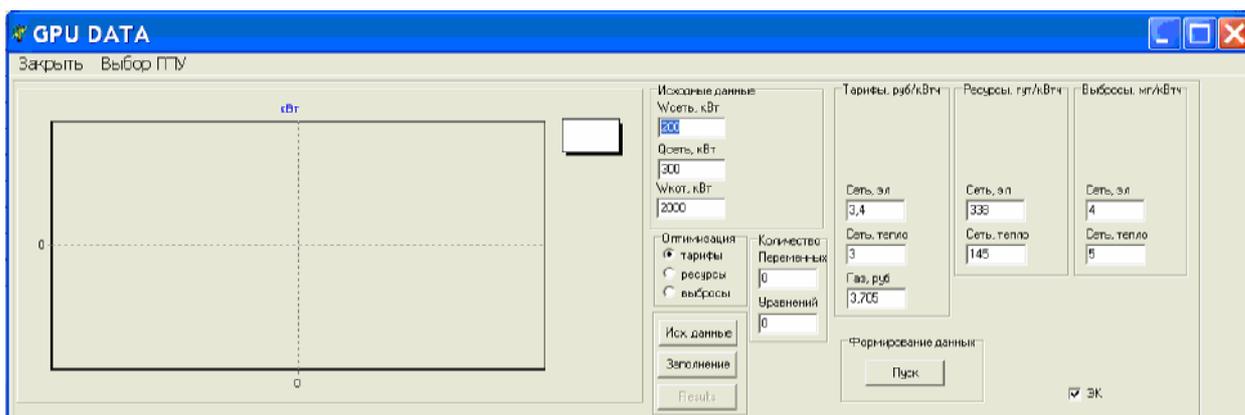


Рисунок 3 – Фрагмент окна ввода исходных данных **GPU DATA**

Окно ввода исходных данных **GPU DATA** имеет 2 пункта меню.

Пункт меню **Заккрыть** служит для возвращения в основное окно программы.

Пункт меню **Выбор ГПУ** служит для введения исходных данных ГПУ.

В окне исходных данных **GPU DATA** имеется возможность выбора типа оптимизации (панель **Оптимизация** рис. 4.)

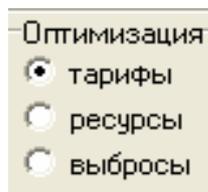


Рисунок 4 – Панель **Оптимизация**

Имеется возможность проведения оптимизационных расчетов с различными критериями оптимизации: по минимуму стоимости энергоресурсов, по минимуму затрат топлива, по минимуму удельных вредных выбросов (панели **Тарифы**, **Ресурсы**, **Выбросы**, рис. 3.). В данной версии программы оптимизационные расчеты по минимуму затрат топлива, по минимуму удельных вредных выбросов представлены как демонстрационная версия.

Для принудительного включения/выключения электродвигателя используется флажок **ЭК** (рис. 5)



Рисунок 5 – Флажок **ЭК** (включение/выключение из схемы электродвигателя)

Панель **Формирование данных** с кнопкой **Пуск** предназначена для введения различных интервалов времени с постоянной нагрузкой и горизонтов расчетов: почасовой расчет

с произвольно заданным расчетным интервалом времени, суточный, недельный, месячный, годовой (рис. 6).

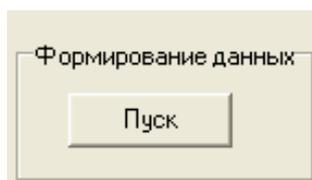


Рисунок 6 – Панель **Формирование данных**

При нажатии кнопки **Пуск** панели **Формирование данных** появляется окно **Формирование файла данных** (рис. 7). Окно имеет 3 пункта меню.

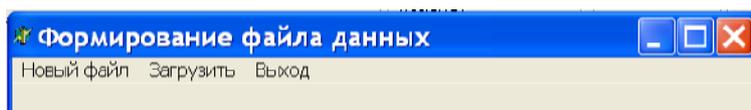


Рисунок 7 – Меню окна **Формирование файла данных**

Пункт меню **Новый файл** служит для формирования нового файла исходных данных. Пункт меню **Загрузить** служит для загрузки существующего файла исходных данных.

Пункт меню **Выход** служит для возвращения в окно **GPU DATA**.

При выборе пункта меню **Новый файл** появляется окно **Горизонт расчета** (рис. 8).

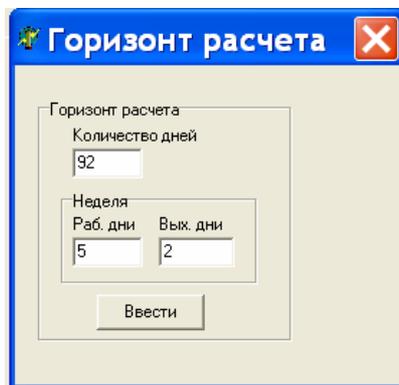


Рисунок 8 – Окно **Горизонт расчета**

Панель **Горизонт расчета** содержит окно ввода **Количество дней** и панель **Неделя** для ввода параметров недели.

Кнопка **Ввести** предназначена для продолжения ввода исходных данных.

Для дальнейшей работы программы должны быть подготовлены текстовые файлы двух видов: рабочий день, выходной день. Эти файлы необходимо поместить в директорию, где находится файл программы **EnergyOptim.exe**.

Все файлы имеют одинаковый формат (рис. 9).

2	40	30
6	30	30
3	30	30
3	30	30
5	45	50
2	70	75
1	75	80
2	75	80

Рисунок 9 – Типичный файл исходных данных рабочих и входных дней

Файл может быть подготовлен в любом текстовом редакторе (например, **Блокнот**), в качестве разделителя между числами рекомендуется использовать табулятор. Можно использовать для подготовки программу электронных таблиц **Excel**, затем запоминая как текстовый файл.

В первом столбце записывается промежуток времени (часы), во втором – электрическая нагрузка потребителя (кВт), в третьем – тепловая нагрузка потребителя (кВт). При формировании файлов исходных данных рабочих и входных дней сумма часов в первом столбце должна быть равна 24.

При активизации пункта меню **Ввести** панели **Горизонт расчета** появляется диалоговое окно для выбора файла рабочего дня (рис. 10).

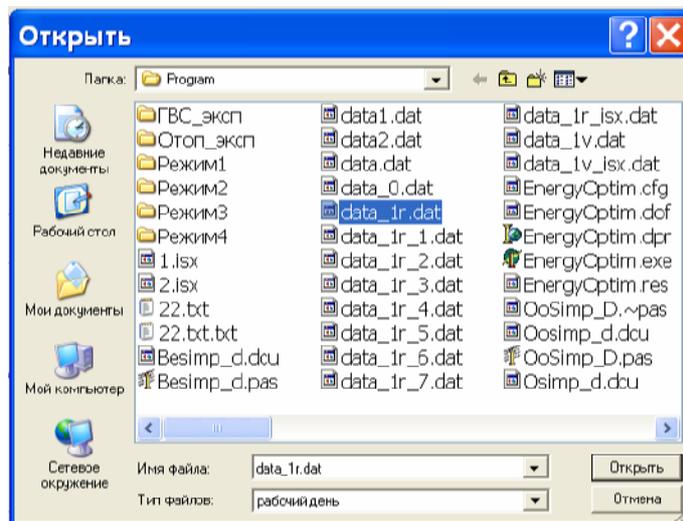


Рисунок 10 – Окно выбора файла исходных данных рабочего дня

После выбора соответствующего файла и нажатия кнопки **Открыть** появляется окно для выбора файла выходного дня (рис. 11).

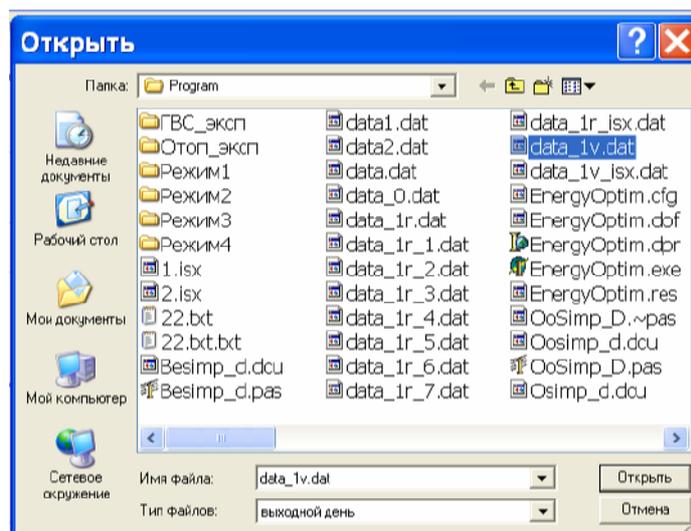


Рисунок 11 – Окно выбора файла исходных данных выходного дня

После выбора соответствующего файла и нажатия кнопки **Открыть** появляется окно выбора следующего временного интервала (рис. 12).

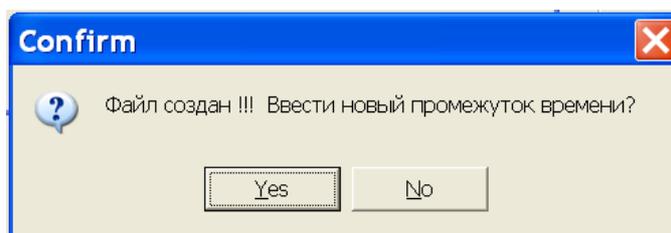


Рисунок 12 – Окно выбора следующего временного интервала

При выборе кнопки **Yes** повторяются все предыдущие шаги, начиная с выбора нового промежутка времени (рис. 8). Новый промежуток времени добавляется уже к существующему.

При выборе кнопки **No** появляется окно сохранения сконструированного файла исходных данных (рис. 13). Файл сохраняется в директории, где находится файл **EnergyOptim.exe**.

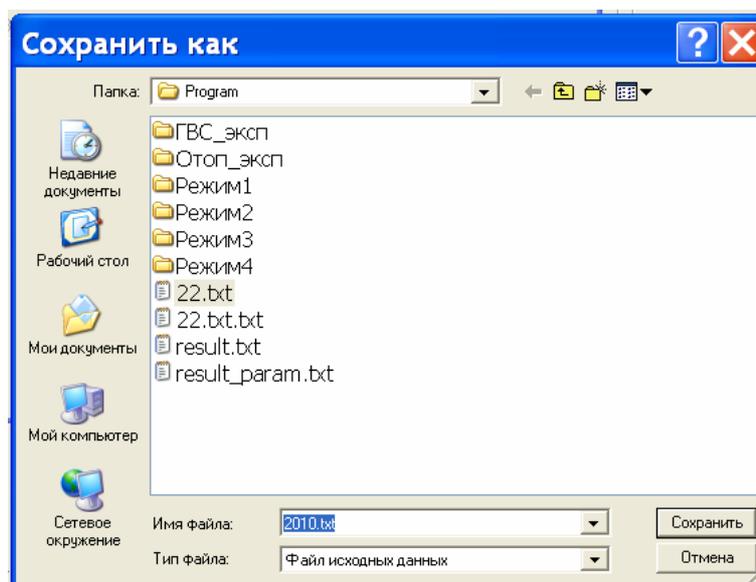


Рисунок 13 – Окно сохранения сконструированного файла

При нажатии кнопки **Сохранить** становится активным окно **Формирование файла данных** (рис. 14), где показана вся использованная информация: количество промежутков времени, количество дней, структура недели, использованные файлы и файл исходных данных с их расположением.

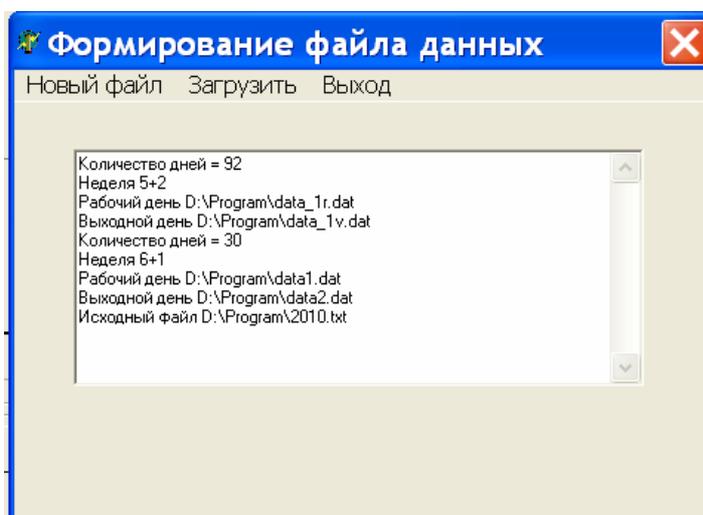


Рисунок 14 – Окно **Формирование файла данных** и дополнительная информация

Пункт меню **Загрузить** служит для загрузки готового файла исходных данных (рис. 15). В качестве исходного файла может быть файл, сформированный ранее (как описано выше), либо произвольный файл (например, файл нагрузки за год), имеющий формат рис. 9.

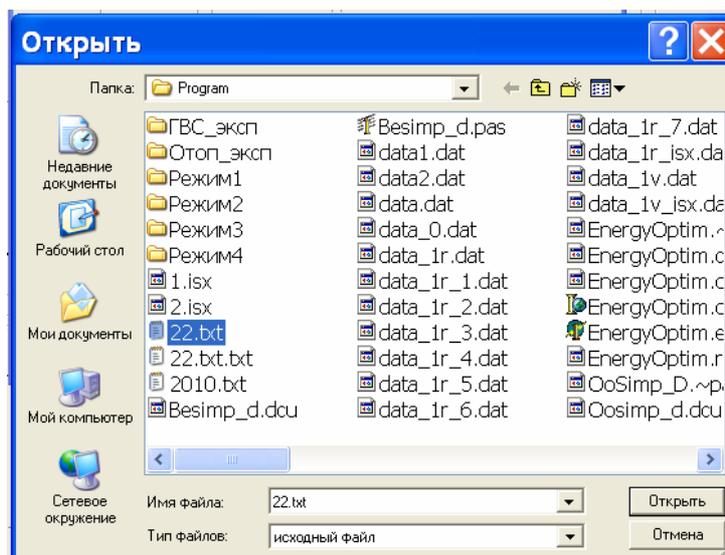


Рисунок 15 – Окно выбора файла исходных данных

Выбор осуществляется в поле **Имя файла** кнопкой **открыть**.

В данной версии программы не предусмотрена внутренняя возможность формирования текстовых файлов рабочий день и выходной день (как отмечалось выше) при работе с пунктом меню **Новый файл** или произвольного файла при работе с пунктом меню **Загрузить**. Пользователю необходимо создавать эти файлы самостоятельно с учетом формата рис. 9.

Пункт меню **Выход** (рис. 14) служит для выхода из окна **Формирование файла данных** в окно **GPU DATA**.

При выборе пункта меню **Выбор ГПУ** окна **GPU DATA** появляется окно **Выбор ГПУ** (рисунок 16), позволяющее выбрать количество ГПУ и их номиналы (панели **Количество ГПУ** и **Тип**. В данной версии программы использованы три типа ГПУ номинальной мощности 315, 180 и 100 кВт с соответствующими характеристиками, возможность редактирования которых не предусмотрена.

Выбор параметров осуществляется нажатием соответствующей кнопки **ОК**.

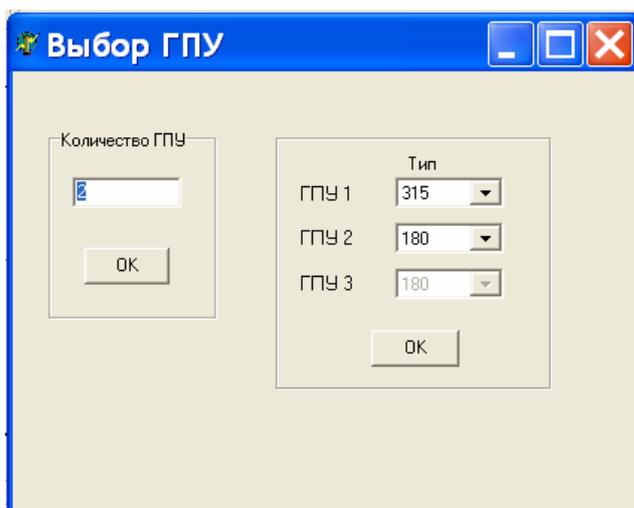


Рисунок 16 – Окно **Выбор ГПУ** ввода исходных данных ГПУ

При нажатии кнопки **ОК** панели **Тип** появляется окно (рис. 17)

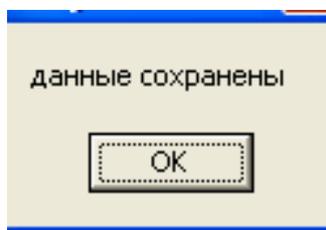


Рисунок 17 – Окно завершения ввода исходных данных окна **Выбор ГПУ**

После нажатии кнопки **ОК** осуществляется возврат в окно **GPU DATA** подготовки исходных файлов, выбора характеристик ГПУ и заполнения информационных полей.

При нажатии кнопки **Исх. данные** будет построен график потребления электрической и тепловой энергии, соответствующий выбранному горизонту расчетов (рис. 18).

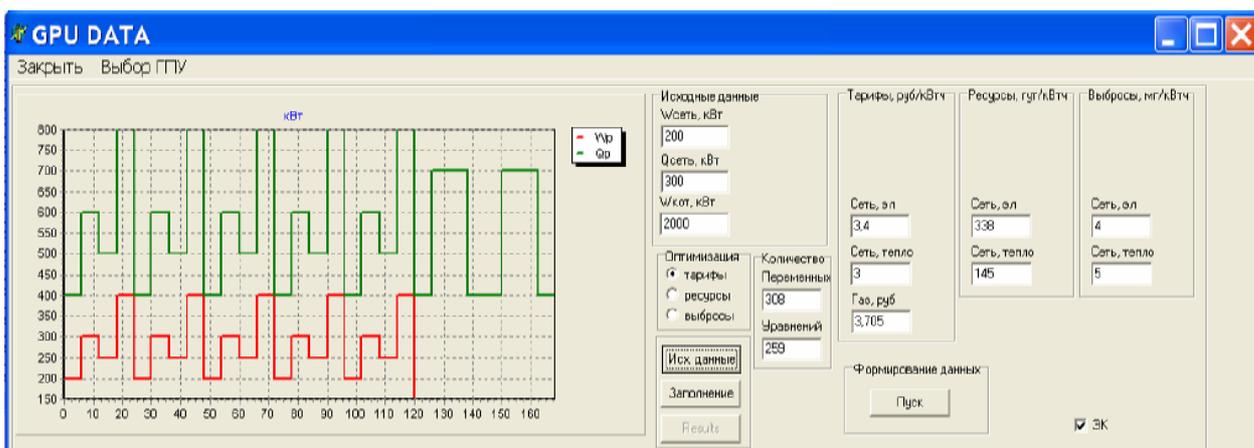


Рисунок 18 – Окно ввода исходных данных **GPU DATA**

Кнопка **Заполнение** служит для дальнейшей работы программы. При нажатии на нее осуществляется переход в главное меню программы **GPU MODEL** (рис. 20), при этом активизируется пункт меню **Пуск** (рис. 19).

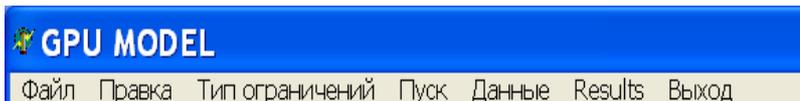


Рисунок 19 – Меню окна GPU MODEL

Для проведения расчета используется пункт меню **Пуск** главного окна GPU MODEL. После завершения расчета появляется окно окончания расчета, в котором указывается время счета (рис. 20).

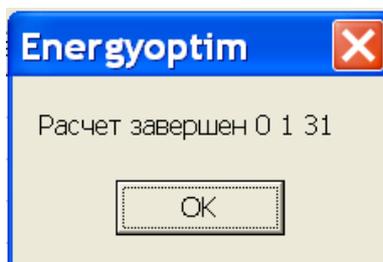


Рисунок 20 – Окно завершения расчета

При этом программа дополнительно создает файл **Result.rez**, фрагмент которого приведен на рис. 21.

```

=====
27-я итерация.      M = 37,  M1 = 44,  M = 69,  M1 = 32
=====

На 23-й итерации понижена размерность задачи - исключены искусственные
переменные.

Результаты решения симплексной задачи
(MIN целевой функции)
=====
Z = 7.95040E+0003
=====
Ном. базисные | Ном. | ai0 | Коэфф. заещ. для некоторых небаз. перем.
ст- пере- | огр. | (Значение |
ро- менные | для | базисной | ai3 | ai4 | ai8 | ai5 | ai54 | ai59 | ai60 |
ки | | доп. | перен.) | (X3) | (X4) | (X8) | (X5) | (X54) | (X59) | (X60) |
i | Xj6 | пер. | | (осн.) | (осн.) | | | | | | | |
-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
1 | X45(ост.) | 1 | 200.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
2 | X11(осн.) | - | 103.222 | 0.403 | 0.412 | -1.000 | -1.000 | 0.000 | -1.000 | 0.000 |
3 | X46(ост.) | 3 | 300.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
4 | X10(осн.) | - | 70.875 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
5 | X47(ост.) | 5 | 22.778 | -0.403 | -0.412 | 0.000 | 1.000 | 0.000 | 1.000 | 0.000 |
6 | X1(осн.) | - | 150.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
7 | X9(осн.) | - | 118.125 | 0.000 | 0.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
8 | X2(осн.) | - | 142.222 | -0.597 | 0.412 | 0.000 | -1.000 | 0.000 | -1.000 | 0.000 |
9 | X50(ост.) | 9 | 22.778 | -0.403 | -0.412 | 1.000 | 1.000 | 0.000 | 1.000 | 0.000 |
10 | X51(ост.) | 10 | 200.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
11 | X8(осн.) | - | 163.100 | 0.000 | 1.000 | 0.000 | -2.430 | 0.000 | -2.430 | 0.000 |
12 | X52(ост.) | 12 | 300.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
13 | X21(осн.) | - | 70.875 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
14 | X22(осн.) | - | 126.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 | -1.000 | 0.000 | 0.000 |
15 | X12(осн.) | - | 150.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
16 | X20(осн.) | - | 118.125 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 |
17 | X13(осн.) | - | 165.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
18 | X56(ост.) | 18 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -1.000 | 1.000 | 0.000 | 0.000 |
19 | X57(ост.) | 19 | 200.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
20 | X28(осн.) | - | 81.550 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -2.430 | 0.000 |
21 | X58(ост.) | 21 | 300.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
22 | X32(осн.) | - | 70.875 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
23 | X33(осн.) | - | 126.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 | -1.000 |
24 | X23(осн.) | - | 150.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
25 | X31(осн.) | - | 118.125 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 |
26 | X24(осн.) | - | 165.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.000 |
27 | X62(ост.) | 27 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -1.000 | 1.000 |
28 | X63(ост.) | 28 | 200.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
29 | X44(осн.) | - | 36.103 | 0.000 | -0.412 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
30 | X64(ост.) | 30 | 300.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
31 | X43(осн.) | - | 70.875 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
32 | X65(ост.) | 32 | 89.897 | 0.000 | 0.412 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
33 | X34(осн.) | - | 150.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
34 | X42(осн.) | - | 118.125 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
35 | X35(осн.) | - | 75.103 | 0.000 | -0.412 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

```

Рисунок 21 – Фрагмент файла Result.rez

Файл содержит всю информацию, необходимую для контроля решения симплекс-задачи: разрешимость задачи, количество итераций, значения всех переменных и т.д. В

общем случае корректная постановка задачи предполагает разрешимость оптимизационной задачи. Если задача оказалась не разрешима, то следует обратить внимание на корректность исходных данных. Файл является служебным и предназначен для разработчиков в случае некорректной работы программы.

При активизации пункта меню **Results** появляется окно **GPU RESULTS** (рис. 22).

Окно **GPU RESULTS** имеет форму, аналогичную форме окна **GPU DATA**. В верхней части окна выводятся исходные данные, при которых проводились расчеты, а также графики нагрузки. В нижней части окна имеется возможность просмотра режимов работы всех компонентов энергокомплекса. Там же выведены основные расчетные параметры: стоимость, баланс аккумулятора за расчетный период, его емкость, себестоимость электроэнергии, коэффициент использования топлива.

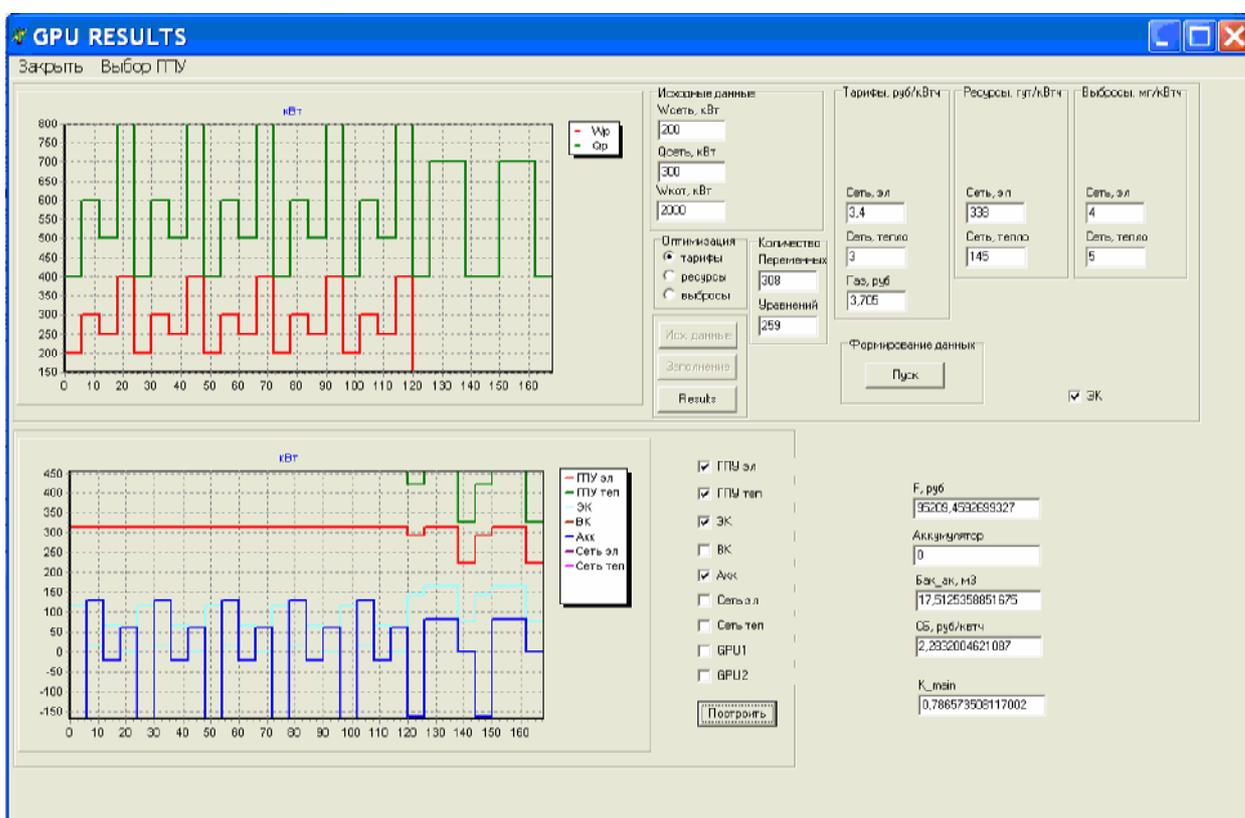


Рисунок 22 – Окно **GPU RESULTS**

Кроме того, режимы работы всех компонентов схемы выводятся в архивный файл **Results.txt**, имеющий формат «номер столбца – переменная»:

- 1 – промежуток времени (ч);
- 2 – электрическая мощность потребителя (кВт);
- 3 – тепловая мощность потребителя (кВт);
- 4 – суммарная электрическая мощность ГПУ (кВт);
- 5 – суммарная тепловая мощность ГПУ (кВт);
- 5 – мощность электродотла (кВт);

- 6 – мощность котельной (кВт);
- 7 – мощность бака-аккумулятора (кВт);
- 8 – мощность внешней электрической сети (кВт);
- 9 – мощность внешней тепловой сети (кВт);
- 10 –электрическая мощность ГПУ-1 (кВт);
- 11 –тепловая мощность ГПУ-1 (кВт);
- 12 –электрическая мощность ГПУ-2 (кВт);
- 13 –тепловая мощность ГПУ-2 (кВт);
- 10 –электрическая мощность ГПУ-3 (кВт);
- 11 –тепловая мощность ГПУ-3 (кВт).

Основные результаты оптимизационного расчета записываются в дополнительно создаваемый файл **result_param.txt**, формат которого представлен на рис. 23.

```

Сумма затрат, руб.= 67942.59
Себестоимость электроэнергии, руб./кВтч= 1.9866
Амортизация и прочие затраты, руб./кВтч= 0.4166
Топливо, руб./кВтч= 1.5712
Коэффициент исп. топлива= 0.6231
Коэффициент использования мощности, ГПУ = 0.8161
Коэффициент использования мощности, ЭК = 0.3562
Коэффициент использования мощности, К = 0.0
Объем БА, м3 = 26.7818
Номинальная мощность ГПУ, кВт = 315.0
Номинальная мощность ЭК, кВт = 150.0
Номинальная мощность К, кВт = 0.0
////////////////////////////////////
Количество дней = 7
Неделя 5+2
Рабочий день D:\Program\data_1r.dat
Выходной день D:\Program\data_1v.dat
Исходный файл D:\Program\2010.txt

```

Рисунок 23 – Формат файла **result_param.txt**

Файлы **Results.txt** и **result_param.txt** формируются в директории программы **EnergyOptim.exe**.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение опытно-конструкторской работы

«Разработка и создание интеллектуальной энергетической технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов и альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения»

1 Наименование, основание для выполнения, заказчик, исполнители, сроки выполнения.

1.1 Наименование ОКР – «Разработка и создание интеллектуальной энергетической технологии Smart Grid для автономных энергетических комплексов и альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения».

1.2 Основанием для выполнения опытно-конструкторской работы являются результаты Государственного контракта № 02.516.11.6198 от 25 июня 2009 г.

1.3 Головной исполнитель ОКР – Учреждение Российской академии наук Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН).

1.4 Сроки выполнения ОКР:

начало –2010 г.;

окончание –2012 г.

2 Цели выполнения ОКР.

2.1 Целями ОКР являются:

2.1.1 Разработка проектно-конструкторской документации типовой интеллектуальной системы управления автономным энергетическим комплексом

(далее – Системы), обеспечивающей оптимальные режимы взаимодействия компонентов энергокомплекса между собой, с потребителями энергии и внешними сетями, и создание демонстрационной пилотной Системы на реальном автономном объекте;

2.1.2 Разработка на основе математической модели и созданной базы данных альбома оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения.

2.2 Разрабатываемая Система и альбом оборудования и схемных решений предназначены для использования при проектировании вновь создаваемых энергокомплексов и при реконструкции существующих с целью повышения их энергоэффективности и сокращения капитальных затрат и эксплуатационных издержек производства энергии.

2.3 Полное наименование разрабатываемых изделий:

2.3.1 «Интеллектуальная энергетическая технология Smart Grid для автономных энергетических комплексов» – Изделие-1.

2.3.2 «Альбом оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения» – Изделие-2.

3 Технические требования.

3.1 Состав изделий.

3.1.1 В состав изделия-1 должны входить три взаимосвязанные системы: система интеллектуальных датчиков и управляющих органов у потребителя энергии, система управления энергокомплексом, интеллектуальное ядро Smart Grid, обеспечивающее оптимальные режимы взаимодействия компонентов энергокомплекса, потребителя и внешних сетей.

3.1.2 В состав изделия-2 должны входить: описание и основные характеристики газопоршневых электростанций и мини-ТЭЦ в диапазоне электрической мощности от 100 до 500 кВт и водогрейных котлов, представленных на российском рынке; описание и основные характеристики вспомогательного

оборудования – аккумуляторов тепловой и электрической энергии, электрокотлов, энергоустановок на ВИЭ; типовые схемы автономных энергетических комплексов с технико-экономическими характеристиками.

3.2 Требования по назначению.

3.2.1 Система интеллектуальных датчиков и управляющих органов предназначена для определения в режиме «on-line» параметров энергопотребления, передачи данных в систему управления энергокомплексом и реализации команд системы управления энергокомплексом с помощью управляющих органов.

3.2.2 Система управления энергокомплексом предназначена для управления режимами работы компонентов энергокомплекса и взаимодействия с внешними сетями для обеспечения оптимальных затрат на энергоснабжение.

3.2.3 Интеллектуальное ядро Smart Grid предназначено:

3.2.3.1 Для расчета оптимальных режимов работы компонентов энергокомплекса с учетом данных, получаемых от интеллектуальных датчиков потребителя, выдачи команд на управление энергокомплексом, обеспечения оптимального режима потребления энергии и формирования архивной информации.

3.2.3.2 Для формирования из соответствующей базы данных альбома основного оборудования и расчетных типовых схем энергокомплексов.

4 Основные технические показатели разрабатываемой технологии.

4.1 Система должна обеспечивать управление энергокомплексом, в состав которого могут входить: котельная, дизельная или газопоршневая электростанция или мини-ТЭЦ, тепловые и электрические аккумуляторы, энергоустановки на ВИЭ (ветровые, солнечные, гидро), внешние электрическая и тепловая сети.

4.2 Система должна обеспечивать диспетчеризацию энергопотребления потребителя.

4.3 Система должна стимулировать потребителя энергии к выравниванию суточных графиков энергетических нагрузок.

4.4 Альбом оборудования и схемных решений должен разрабатываться как в электронном виде с соответствующей поисковой системой, так и в «твердой» копии.

5 Технико-экономические требования.

5.1 Система должна обеспечить снижение стоимости энергоресурсов не менее чем на 25 %.

5.2 Сроки окупаемости типовых проектов Smart Grid для автономных энергокомплексов не должны превышать 3 – 4 лет

6 Перечень этапов, содержание основных работ по этапам

6.1. Основные этапы работ

Этап 1. Разработка динамической модели автономного энергокомплекса.

Этап 2. Разработка алгоритмов управления и программного обеспечения.

Этап 3. Разработка и создание базы данных основного оборудования энергокомплекса и формирование альбома оборудования и типовых схемных решений.

Этап 4. Разработка проекта системы управления.

Этап 5. Комплектация оборудования и монтаж на демонстрационном объекте.

Этап 6. Проведение пуско-наладочных работ, опытно-промышленные испытания.

Этап 7. Подготовка техдокументации, итогового научно-технического отчета.

6.2 Содержание работ

Этап 1. Динамическая модель энергокомплекса должна основываться на результатах НИР, выполненных в соответствии с госконтрактом № 02.516.11.6198 от 25 июня 2009 г. с Федеральным агентством по науке и инновациям, шифр «2009-06-1.6-31-30-031». Модель должна описывать обобщенную схему энергокомплекса, в состав которого могут входить котельная, дизельная или газопоршневая электростанция или мини-ТЭЦ, тепловые и электрические аккумуляторы, энергоустановки на ВИЭ (ветровые, солнеч-

ные, гидро). В модели необходимо учесть возможность взаимодействия с внешними электрической и тепловой сетями. Алгоритмы оптимизации должны обеспечивать оптимальные режимы работы оборудования, входящего в энергокомплекс, в зависимости от фактических нагрузок потребителя с целью минимизации расходов на энергоресурсы.

Этап 2. Алгоритмы управления всей энергосистемой должны обеспечить обратные связи энергокомплекса и потребителя, выдавать информацию потребителю о оптимальных с точки зрения стоимости суточных графиках нагрузок, предупреждения об ограничении мощности, обеспечивать параллельную работу с внешней электрической сетью (при ее наличии), определять последовательность включения мощных электроприемников. Должна быть создана база данных по техническим и стоимостным характеристикам оборудования энергокомплекса.

Этап 3. База данных основного оборудования энергокомплекса должна содержать стоимостные и технические характеристики оборудования обеспечивающего электрическую мощность энергокомплекса от 100 до 500 кВт и тепловую мощность до 1 МВт. База данных должна быть интегрирована в интеллектуальное ядро Системы и обеспечивать генерацию альбома основного оборудования энергокомплекса. Интеллектуальное ядро Системы должно обеспечить расчет оптимальных схем энергокомплексов для типовых условий потребителей энергии.

Этап 4. Проектируемая система управления должна обеспечивать реализацию алгоритмов управления, быть построенной на базе современных промышленных контроллеров и унифицированных датчиков. Должны быть предусмотрены как проводная или оптоволоконная система коммутаций датчиков, системы управления и исполнительных органов, так и беспроводная.

Этап 5. В качестве демонстрационного объекта может быть либо реальный обособленный потребитель, либо стендовый вариант. В состав энергокомплекса должны входить, по крайней мере, автономные источники электрической и тепловой энергии, когенерационные установки, тепловые и элек-

трические аккумуляторы и возобновляемый источник энергии. В стендовом варианте должны быть предусмотрены имитаторы электрической и тепловой нагрузок и взаимодействие с внешней электрической сетью. Состав системы должен быть преимущественно из отечественных комплектующих.

Этап 6. Пуско-наладочные и опытно-промышленные испытания проводятся в соответствии с разработанными инструкциями по эксплуатации, программами и методиками испытаний. Программа и методики испытаний технологии должны соответствовать ГОСТ 3.1102, ГОСТ 14.201, ГОСТ Р 50995.0.1, ГОСТ Р 50995.3.1. Программа и методики испытаний программного продукта должны соответствовать ГОСТ 19.301, ГОСТ 34.603, РД 50-34.698-90.

В процессе испытаний должны быть реализованы типовые графики изменения нагрузок разноплановых потребителей.

Этап 7. Состав технической документации определяется в процессе работы по согласованию с заказчиком. Конструкторская документация должна соответствовать ГОСТ 2.102. Технологическая документация оформляется в соответствии с ГОСТ 3.1102, ГОСТ 3.1119, ГОСТ 3.1121, отраслевыми НТД. Программная документация должна соответствовать ГОСТ 19.101, ГОСТ 34.201, ГОСТ 51904. Объем и состав технической документации должен быть достаточен для широкого тиражирования результатов проекта.

7 Использование результатов ОКР

7.1 Результаты ОКР могут использоваться проектными и научными организациями при создании автономных энергетических комплексов и реконструкции существующих.

7.2 Результаты ОКР могут быть использованы при разработке и создании технологии активно-адаптивных сетей в «большой» энергетике при интеграции локальных энергетических комплексов в энергосистему.

7.3 Интеллектуальный продукт, созданный в результате работы над проектом, может быть коммерциализирован.

8 Требования к конструкторской и технологической документации.

8.1 Конструкторская и технологическая документация должна соответствовать требованиям стандартов ЕСКД и ЕСТД.

8.2 Номенклатура разрабатываемой документации определяется в процессе выполнения ОКР на этапе разработки технического проекта.

8.3 Рассмотрение, согласование и утверждение документов осуществляются с учетом требований ГОСТ РВ 2.902-2005. Перечень документов, разрабатываемых на каждом этапе ОКР, уточняется по согласованию с Заказчиком.

8.4 Состав, количество комплектов и перечень рассылки технической документации, представляемой по окончании этапов ОКР и ОКР в целом, определяется по согласованию с Заказчиком

9 Требования к патентной чистоте и патентоспособности.

9.1 На всех этапах календарного плана должны быть проведены патентные исследования и обеспечена патентная защита принципиальных технических решений, определяющих новизну в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96.

9.2 Должны быть определена рыночная стоимость интеллектуальной собственности в соответствии с Методическими рекомендациями, утвержденными Министерством имущественных отношений РФ 26 ноября 2002 г. № СК-4/21297.

9.3 Патентная чистота должна быть обеспечена в отношении Российской Федерации и стран, куда возможна передача технической, информационной и другой документации.

10 Специальные требования.

10.1 Заказчик оставляет за собой право уточнения и корректировки специальных требований на всех этапах ОКР.

11 Порядок сдачи-приемки результатов ОКР

11.1 Сдача и приемка выполненных работ (этапов работ) осуществляется в порядке, установленном регламентом приемки работ.

11.2 Порядок сдачи-приемки результатов работы должен соответствовать:

- при приемке этапа ОКР – требованиям подраздела 5.7 ГОСТ 15.101-98;
- при приемке ОКР в целом – требованиям пунктов 5.81 – 5.8.6 того же

стандарта.

11.3 Перечень отчетной документации, подлежащей оформлению и сдаче Исполнителем Заказчику на этапах выполнения работ, определяется контрактом (договором).

11.4 Отчетная научно-техническая документация должна представлять собой:

11.4.1 Промежуточные и заключительный отчеты об ОКР, оформленные в соответствии с ГОСТом 7.32-2001 «Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления».

11.4.2 Проект типовой системы управления автономных энергетическим комплексом.

11.4.3 Альбом оборудования и схемных решений оптимального использования газопоршневых когенерационных установок в системах автономного энергоснабжения.

11.5 Отчетная документация представляется Заказчику или уполномоченной им организации на бумажном носителе в двух экземплярах и в электронном виде на оптическом носителе в одном экземпляре.

12 Сроки выполнения этапов работ и их содержание устанавливаются в календарном плане работ, прилагаемом к договору (контракту) на выполнение ОКР.

13 В настоящее техническое задание могут вноситься изменения в порядке, установленном ГОСТ 2.503-90.

От Исполнителя:

От Заказчика: