

На правах рукописи

ВАСЬКИН
Виталий Владимирович

**ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ МИНИ-ТЭЦ
НА БАЗЕ ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКИХ ПАРОВЫХ ТУРБИН**

Специальности: 05.14.04 — "Промышленная теплоэнергетика"

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ — 2005

Работа выполнена на кафедре "Промышленная теплоэнергетика"
в ГОУ ВПО "Санкт-Петербургский государственный политехнический университет".

Научный руководитель:

— доктор техн. наук, профессор *Боровков Валерий Михайлович*

Официальные оппоненты:

— доктор техн. наук, проф. *Чистович Сергей Андреевич*

— кандидат техн. наук *Агафонов Борис Николаевич*

Ведущая организация: *ОАО "Объединение "ВНИПИэнергопром", Москва.*

Защита диссертации состоится 27 декабря 2005 г. в 18-00 на заседании диссертационного совета Д 212.229.04 в ГОУ ВПО "Санкт-Петербургский государственный политехнический университет" по адресу:

195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29
в аудитории 411 ПГК

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке
ГОУ ВПО "Санкт-Петербургский государственный политехнический университет".

Автореферат разослан "___" ноября 2005 г.

Отзыв на автореферат, заверенный печатью учреждения, в двух экземплярах просим направить по вышеуказанному адресу на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Факс: (812) 5521630

E-mail: kg@kg1210.spb.edu

Ученый секретарь
диссертационного совета

К. А. Григорьев

Общая характеристика работы

Актуальность темы. Развитие малой энергетики в России происходит быстрыми темпами – за последние 10 лет создано более 100 мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин. В основном строятся электрогенерирующие источники малой мощности при существующих котельных для обеспечения собственных нужд предприятий при работе в параллель с энергосистемой. Становление малой энергетики происходит в условиях конкурентной борьбы с монополистом, производящим электроэнергию - ОАО “РАО ЕЭС”. Создание благоприятных условий для ее развития связано с реализацией Федерального закона №35 от 26.03.2003 “Об электроэнергетике”, формированием оптового и розничного рынков электроэнергии.

Удельная стоимость строительства мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин при существующей котельной составляет порядка 500-600 \$ за киловатт установленной электрической мощности. Стоимость присоединения к сети ОАО “РАО ЕЭС” с 1 января 2005 г. в Москве и Санкт-Петербурге возросла в зависимости от района, уровня мощности и категории электроснабжения до 700-1300 \$ за киловатт активной электрической мощности, не считая стоимости кабельных линий и распределительных устройств присоединяемого абонента. Себестоимость электроэнергии, производимой на мини-ТЭЦ, работающей при газовой котельной, находится на уровне 30-40 коп./кВт·час при цене электроэнергии от энергосистемы в различных регионах от 80 до 200 коп./кВт·час. Высокие технико-экономические показатели мини-ТЭЦ делают их конкурентоспособными в сравнении с объектами крупной энергетики. Значительным преимуществом является небольшой срок строительства порядка одного-двух лет.

Тепловые схемы традиционных ТЭЦ не могут быть использованы на мини-ТЭЦ, создаваемых при котельных. В связи с этим требуется разработка тепловых схем мини-ТЭЦ, интегрируемых в тепловые схемы существующих котельных открытых и закрытых систем теплоснабжения, исследование режимов работы, определение особенностей расчета технико-экономических показателей мини-ТЭЦ.

Целью работы являлось выполнение классификации тепловых схем мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, сравнительное исследование этих схем с точки зрения максимальной выработки электроэнергии, разработка схемных методов регулирования и изучение режимов работы мини-ТЭЦ при производстве электроэнергии на основе отопительной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения в течение года.

Научная новизна работы определяется тем, что в ней впервые:

- приведена классификация тепловых схем мини-ТЭЦ, применяемых в практике проектирования и строительства;
- определены значения максимальной электрической мощности для рассмотренных тепловых схем в зависимости от начальных параметров пара и широкого диапазона противодавлений, включая ухудшенный вакуум;
- разработаны сходящиеся итерационные методы расчета тепловых схем мини-ТЭЦ для расчетных и переменных режимов;
- на основе выполненных расчетов блока теплообменная группа – турбины исследовано влияние различных методов регулирования работы мини-ТЭЦ, работающей на отопительной нагрузке, в условиях переменной в течение отопительного сезона температуры обратной сетевой воды: частичного обвода охлаждающей воды, отключения теплообменников, регулирования противодавления, совместного регулирования;
- на основе выполненных расчетов тепловых схем мини-ТЭЦ и котельной исследовано влияние различных методов регулирования работы мини-ТЭЦ, работающей на нагрузке горячего водоснабжения, в условиях переменного расхода подпиточной воды и температуры исходной водопроводной воды: частичного обвода охлаждающей воды, совместного регулирования обводом и изменением противодавления;

- определены особенности, возникающие при определении технико-экономических показателей мини-ТЭЦ.

Практическая ценность выполненной работы заключается в следующем:

- разработанная классификация тепловых схем мини-ТЭЦ позволяет выбрать оптимальный вариант тепловой схемы мини-ТЭЦ и интегрировать ее в тепловую схему существующей котельной с учетом вида системы теплоснабжения, типа оборудования котельной, особенностей гидравлического режима работы тепловых сетей;

- на основе расчетов тепловых схем мини-ТЭЦ определены значения максимальной электрической мощности мини-ТЭЦ при заданных расчетных тепловых нагрузках котельной для различных параметров пара на входе в турбины и широкого диапазона противодавлений;

- расчетный анализ переменных режимов производился для типового оборудования котельных и машзала мини-ТЭЦ с номинальными значениями характеристик эффективности для наиболее интересного с точки зрения максимальной загрузки турбоагрегатов базового режима работы мини-ТЭЦ;

- результаты расчетов тепловых схем мини-ТЭЦ для переменных тепловых нагрузок горячего водоснабжения позволяют убедиться в эффективности предложенных методов регулирования, так как такие технологические параметры, как температура приготовленной подпиточной воды, температура воды на входе в деаэраторы находятся в диапазонах, соответствующих нормативным требованиям;

- на основе характеристик, полученных для расчетных режимов работы мини-ТЭЦ, производится выбор параметров устанавливаемого электрогенерирующего и теплообменного оборудования;

- результаты расчетов для различных режимов работы мини-ТЭЦ позволяют определить диапазон изменения температур и расходов потоков, площади теплообмена, подобрать соответствующее оборудование и определить среднегодовые технико-экономические показатели мини-ТЭЦ;

- выполнен анализ особенностей, возникающих при определении технико-экономических показателей мини-ТЭЦ.

Достоверность полученных результатов основывается на наиболее общем математическом описании процессов, протекающих в элементах тепловых схем мини-ТЭЦ, и совместном решении уравнений сохранения и теплопередачи для теплообменного оборудования с привлечением нормативных методик определения коэффициентов теплопередачи и соотношений из теории турбомашин для турбин на расчетных и частичных режимах.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы обсуждались на семинарах:

- На научно-технических советах ЗАО “Невэнергопром”. Санкт-Петербург. 15.12.2003 г., 20.11.2004 г.
- На научно-техническом совете кафедры “Промышленная теплоэнергетика” Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (СПбГПУ). Санкт-Петербург. 30.05.2005 г.
- На научно-техническом совете кафедры “Теплосиловые установки и тепловые двигатели” Санкт-Петербургского государственного технологического университета растительных полимеров (СПбГТУРП). Санкт-Петербург. 27.06. 2005 г.
- На научно-практической конференции “Малые и средние ТЭЦ. Современные решения”, г. Москва. 08.09.2005 г.

Личный вклад автора. Работы, выполненные в рамках настоящего исследования, включая классификацию схем мини-ТЭЦ, разработку ряда схем, математическое описание режимов работы тепловых схем на расчетных и переменных режимах выполнены при участии автора, разработка программ расчета и собственно расчеты выполнены лично автором.

Автор защищает классификацию тепловых схем мини-ТЭЦ, методику расчета тепловых схем, результаты сравнительного исследования тепловых схем с точки зрения максимальной выработки электроэнергии, результаты расчетов для предложенных методов регулирования тепловых схем мини-ТЭЦ при их работе на отопительной нагрузке и нагрузке горячего водоснабжения в течение года.

Публикации. Основные результаты опубликованы в работах [1-7].

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы и приложений. Объем - 146 страниц, 32 рисунка, 6 таблиц.

Краткое содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы, определен круг рассматриваемых вопросов, сделана постановка задачи.

Первая глава посвящена классификации тепловых схем мини-ТЭЦ, создаваемых на базе существующих котельных, имеющих в своем составе паровые котлы.

Применение паровых противодавленческих турбин целесообразно в промышленных и отопительных котельных с низкими и средними параметрами пара при наличии тепловых нагрузок в виде систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, технологического пара общей мощностью в десятки и сотни мегаватт.

Тепловая схема мини-ТЭЦ на основе противодавленческих паровых турбин и ее структурная связь с тепловой схемой котельной зависят от вида и величины тепловых нагрузок потребителей, типа системы теплоснабжения и оборудования, применяемого в котельной, гидравлического режима работы тепловой сети.

Открытые системы теплоснабжения. Средняя тепловая нагрузка ГВС относительно стабильна в течение года. Низкий потенциал горячей воды, температура которой в процессе приготовления изменяется от 5–15 до 70°C, позволяет выбирать противодавление турбины величиной 0,1–0,2 МПа, что существенно увеличивает мощность турбины при заданной тепловой нагрузке ГВС в сравнении с более высокими значениями противодействия на уровне 0,5–0,7 МПа. Равномерный характер электрической нагрузки турбин в течение суток обеспечивается за счет использования аккумуляторных баков горячей воды.

На рис.1 показаны тепловые схемы мини-ТЭЦ и их связь с паровой частью котельной для открытых систем теплоснабжения с атмосферными деаэраторами (схема №1-3) и с вакуумными деаэраторами (схема №4). При формировании тепловых схем и организации режимов работы мини-ТЭЦ необходимо иметь в виду, что в соответствии с требованиями ГОСТ 16860 “Деаэраторы термические. Типы, основные параметры, приемка, методы контроля” эффективная деаэрация в атмосферном деаэраторе имеет место при температуре подаваемой подпиточной воды не менее 64°C, в вакуумном деаэраторе – не менее 40°C.

В схеме №1 используется существующее теплообменное оборудование котельной. Пар после турбин подается в атмосферный деаэратор и в пароводяные подогреватели подпиточной воды котельной. Обычно в пароводяных теплообменниках котельной используется пар при абсолютном давлении 0,7 МПа и температуре 165°C. При меньших давлениях пара температурный напор между паром и водой уменьшается, нагрев подпиточной воды снижается, потери давления в паровом тракте теплообменника котельной резко возрастают.

Кроме того, при расстоянии в десятки или сотни метров между турбиной и котельной и противодавлении 0,12–0,2 МПа затруднительно трассировать паропровод от турбины до деаэлятора и теплообменников в условиях существующей котельной в связи с большими размерами паропровода. Например, для турбогенератора мощностью 3,5 МВт при расходе пара через турбину 46 т/час диаметр паропровода после турбины равен 830 мм.

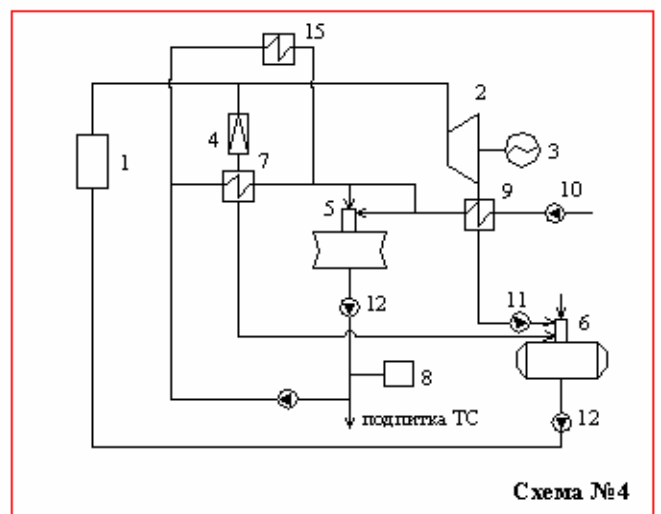
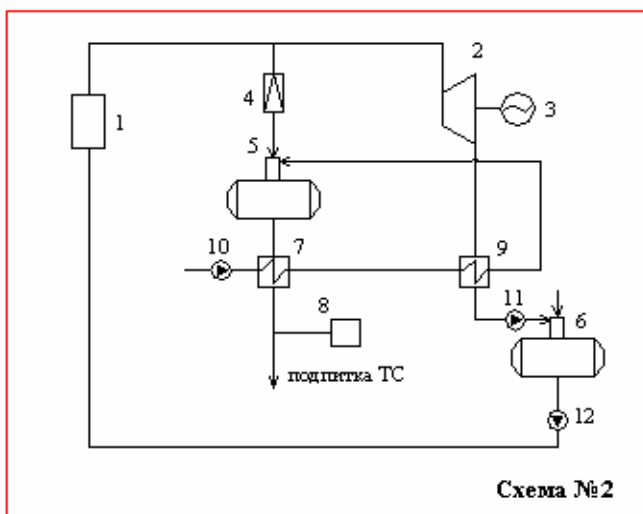
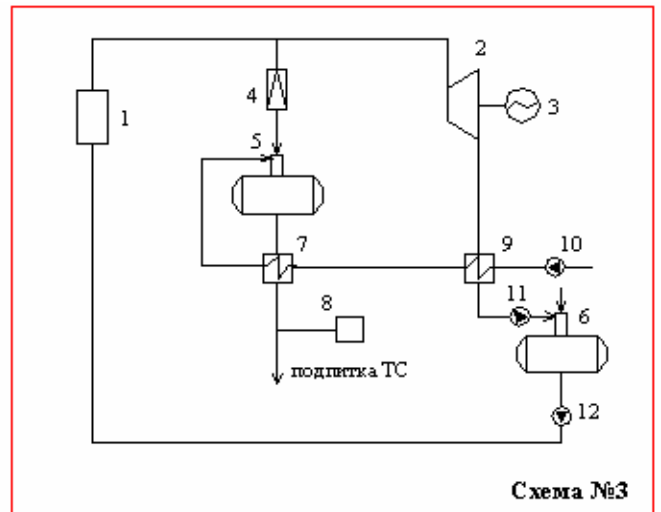
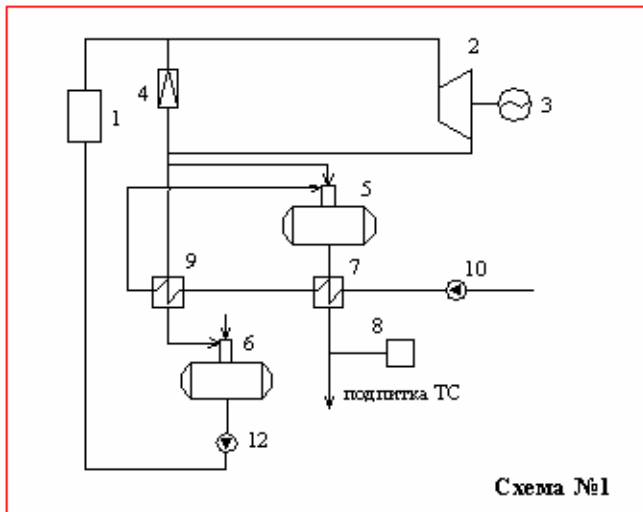


Рис.1. Тепловые схемы мини-ТЭЦ открытых систем теплоснабжения для котельных с атмосферными деаэраторами (№1-№3) и с вакуумными деаэраторами (№4).

1 - паровой котел, 2 - паровая турбина, 3 - электрогенератор, 4 - редукционно-охлаждающая установка котельной, 5 - подпиточный деаэратор, 6 - питательный деаэратор, 7 – охладитель деаэрированной воды (схемы №1-3), пароводяной теплообменник (схема №4), 8 - аккумуляторный бак горячей воды, 9 - пароводяной подогреватель подпиточной воды, 10 - насос сырой воды, 11 - конденсатный насос, 12 - питательный насос.

В связи с этим находит широкое применение схема №2, в которой пар после турбины подается в пароводяные теплообменники, устанавливаемые в машзале мини-ТЭЦ рядом с турбиной, пар в деаэраторы поступает от РОУ котельной. Площадь поверхности теплообмена выбирается исходя из наименьшего противодавления для выпускаемых турбин, равного 0,12 МПа. Для охлаждения теплообменников мини-ТЭЦ используется подогретая вода после охладителей деаэрированной воды (ОДВ), имеющая температуру на входе в теплообменники 40–50°C. После подогрева паром от турбин до 70-95°C вода подается в деаэратор. В этом случае пароводяные теплообменники котельной выводятся из работы и выполняют роль резерва. Применение теплообменников машзала, работающих на паре давлением 0,1-0,2 МПа, позволяет значительно увеличить мощность устанавливаемой турбины.

В схеме №3 теплообменники мини-ТЭЦ охлаждаются исходной водопроводной водой, имеющей температуру 5–15°C. После подогрева до 60°C подпиточная вода направляется в ОДВ котельной. В результате уменьшения температурного напора между подпиточной и деаэрированной водой тепловая мощность ОДВ уменьшается и требуется их реконструкция с увеличением площади поверхности теплообмена в 5-7 раз.

Сравнительный анализ рассмотренных вариантов тепловых схем показывает, что тепловые схемы №1 и №2 не требуют работ по реконструкции котельной, кроме врезок трубопроводов в сети котельной, позволяют в любой момент вернуться к работе по существующей тепловой схеме котельной, схема №1 обеспечивает максимальную электрическую мощность мини-ТЭЦ. В связи с этим они представляются наиболее удачными для применения при строительстве мини-ТЭЦ на котельных, работающих в открытой системе теплоснабжения.

В схеме №4 в вакуумный деаэратор поступают греющий поток с температурой 130–150°C, приготовленный в пароводяных теплообменниках котельной в межотопительный период за счет нагрева паром от РОУ котельной или в водогрейных котлах в отопительный период, и нагреваемый поток подпиточной воды с температурой 60°C. Поток подпиточной воды с исходной температурой 5–15°C нагревается до 60°C в пароводяных теплообменниках машзала мини-ТЭЦ и до 70°C за счет смешения с греющим потоком в вакуумных деаэраторах.

На мини-ТЭЦ котельных открытых систем теплоснабжения могут устанавливаться две группы пароводяных теплообменников с параллельным подключением по паровому потоку после турбин. Первая группа теплообменников охлаждается нагреваемой подпиточной водой в соответствии со схемами, рассмотренными выше, вторая группа теплообменников работает на обратной сетевой воде в соответствии со схемами, приведенными ниже. Возможно также использование подпиточной или сетевой воды для конденсации пара в одной и той же группе установленных пароводяных теплообменников машзала мини-ТЭЦ за счет переключения, предусмотренного в тепловой схеме.

Закрытые системы теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения находят применение тепловые схемы мини-ТЭЦ, представленные на рис.2. Для охлаждения пара после турбин используется обратная сетевая вода. В схемах №5–№7 пароводяные теплообменники машзала подключаются последовательно с водогрейными котлами. В этом случае может быть сохранен расчетный температурный график регулирования тепловой нагрузки системы теплоснабжения. В схеме №5 вся обратная сетевая вода тепловой магистрали проходит через теплообменники мини-ТЭЦ, в схеме №6 – только ее часть. В обоих случаях пароводяные теплообменники машзала подключаются к тепловой сети без использования сетевых насосов машзала. В схеме №7 применены подкачивающие сетевые насосы. Выбор схемы определяется гидравлическим режимом работы тепловой сети.

Тепловая схема №8 с параллельным подключением теплообменников машзала и водогрейных котлов не требует установки дополнительных сетевых насосов, однако мощность теплового источника в этом случае снижается в связи с падением температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети и ограниченной пропускной способностью тепловой сети. Эта схема может быть использована в качестве резервной для открытой системы теплоснабжения. При переходе на закрытую систему теплоснабжения теплообменники сетевой и подпиточной воды будут охлаждаться сетевой водой с обеспечением номинального расхода пара через турбины. В схеме №9 (на рисунке не приведена) при параллельном подключении теплообменников машзала к водогрейным котлам применяются сетевые насосы машзала.

Разнообразие реализованных в проектной практике схемных решений позволяет осуществить оптимальный выбор тепловой схемы, соответствующей конкретным условиям работы котельной, и обеспечить эффективную, маневренную работу мини-ТЭЦ.

Во второй главе производится сравнение различных схем мини-ТЭЦ между собой с точки зрения выработки максимально возможной электрической мощности при одинаковых тепловых нагрузках.

Величину максимальной электрической мощности мини-ТЭЦ определяют следующие параметры: общая тепловая нагрузка котельной, соотношение видов нагрузки, противодействие паровой турбины, вид тепловой схемы мини-ТЭЦ, параметры пара на

входе в турбину. В качестве примера в таблицах 1 и 2 приводятся зависимости максимальной электрической мощности мини-ТЭЦ на единицу отпускаемой тепловой мощности, МВт(э)/МВт(т) для схем №1 и №5 в зависимости от противодавления турбины и разных значений параметров пара на входе в турбину: абсолютном давлении 1,3 МПа, температуре 191°С; 1,3 МПа, 250°С; 2,3 МПа, 250°С; 3,4 МПа, 435°С. Значения максимальной электрической мощности получены с помощью приближенных вычислений, точность которых равна 1-3%. Для диапазона единичной мощности турбоустановок 0,5-12 МВт принимались следующие средние значения относительного внутреннего к.п.д. проточной части турбины $\eta_{oi}=0,75$, механического к.п.д. привода $\eta_{мех}=0,99$, к.п.д. электрогенератора $\eta_{эг}=0,96$. Нижний предел противодавления турбины определялся предельным значением степени влажности насыщенного пара на выходе из турбины величиной 15%.

Открытые системы теплоснабжения. Сравнение схем №1-№3 показывает, что в диапазоне противодавлений 0,12-0,7 МПа максимальная электрическая мощность обеспечивается схемой №1. Уменьшение электрической мощности в схемах №2 и №3 в сравнении со схемой №1 составляет не более 10% при подаче подпиточной воды в деаэраторы при температуре 95°С и около 50% - при температуре 70°С. В диапазоне противодавлений 0,04-0,12 МПа максимальная электрическая мощность обеспечивается схемой №3 при проведении глубокой реконструкции охладителей деаэрированной воды котельной с увеличением площади поверхности теплообмена в 6,4 раза. Конкуренция схемы №4 со схемами №1-№3 возможна лишь при температуре подпиточной воды, подаваемой в атмосферные деаэраторы, равной 70-95°С.

Закрытые системы теплоснабжения, выработка электроэнергии на базе общей тепловой нагрузки. В схеме мини-ТЭЦ закрытой системы теплоснабжения при последовательном соединении пароводяных подогревателей машзала и подогревателей сетевой воды котельной (водогрейных котлов, пароводяных сетевых подогревателей) электрическая мощность зависит от температурного графика регулирования отопительной нагрузки. Зависимости электрической мощности от противодавления для различных температурных графиков регулирования и начальных параметров пара для схемы №5 приведены в таблице 2. Для каждого температурного графика имеет место максимум электрической мощности, величина которого тем больше, чем меньше расчетная температура в подающей линии сети. Для всех рассмотренных температурных графиков, кроме графика 150-70°С, оптимальное противодавление достаточно точно определяется давлением насыщения, соответствующим температуре в подающей линии сети, с учетом минимального температурного напора, принятого в расчетах равным 5°С. Оптимальные значения противодавления увеличиваются с повышением температуры в подающей линии сети. Наибольшее значение электрической мощности достигается для температурного графика 95-70°С при противодавлении 0,12 МПа. Для начальных параметров пара 1,3 МПа, 191°С его величина равна 0,15 МВт(э)/МВт(т), при начальных параметрах пара 3,4 МПа, 435°С – 0,24 МВт(э)/МВт(т).

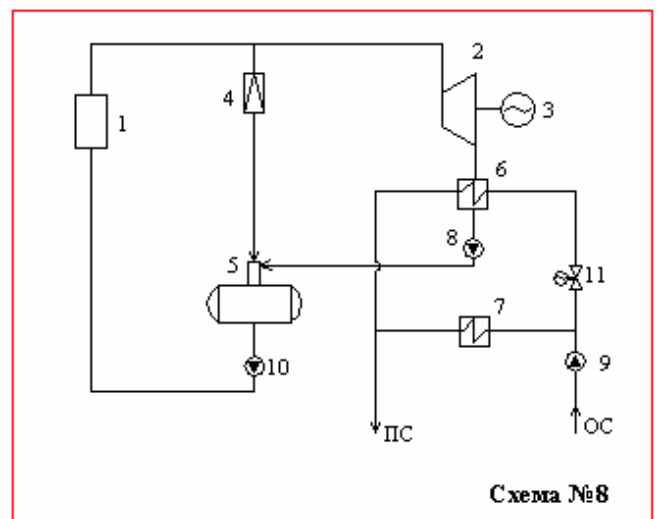
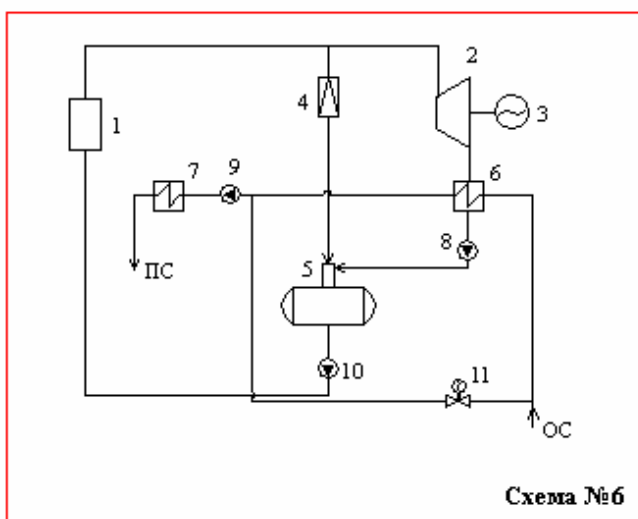
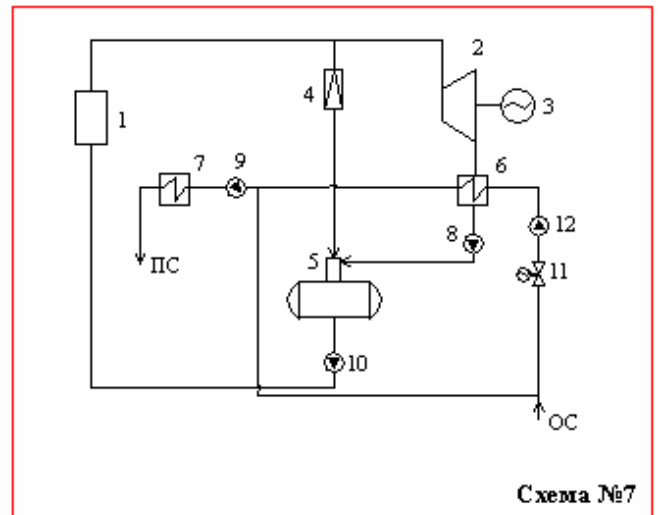
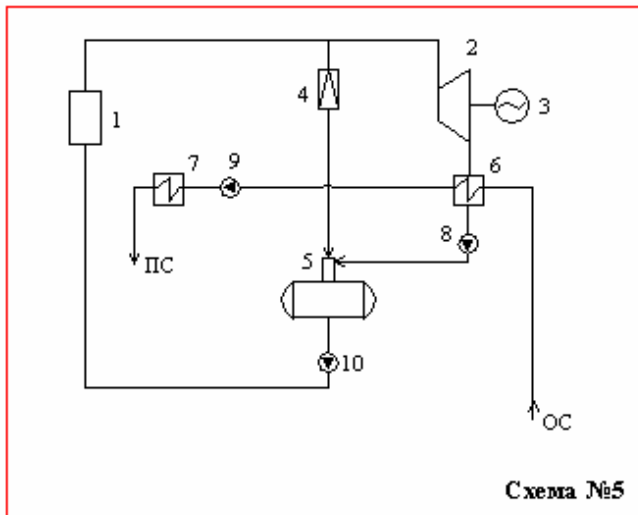


Рис.2. Тепловые схемы мини-ТЭЦ закрытых систем теплоснабжения с последовательным (№5-7) и параллельным (№8) присоединением теплообменных водогрейных поверхностей по сетевой воде.

1 - паровой котел, 2 - паровая турбина, 3 - электрогенератор, 4 - редукционно-охлаждающая установка котельной, 5 - питательный атмосферный деаэратор, 6 - пароводяной подогреватель сетевой воды машзала, 7 - водогрейный котел, 8 - конденсатный насос машзала, 9 - сетевой насос котельной, 10 - питательный насос, 11 - регулятор расхода сетевой воды машзала, 12 – сетевой насос машзала, ПС, ОС - подающая и обратная линии тепловой сети.

Следует отметить, что температурный график 95-70°C при определенных условиях, определяемых гидравлическим режимом работы сети, может быть реализован при подключении теплообменников машзала перед сетевыми насосами котельной в соответствии со схемой №5. В связи с ограничением температуры воды на линии всасывания сетевых насосов, при вводе в работу мини-ТЭЦ более высокие температурные графики можно обеспечить только при включении теплообменников машзала в линию нагнетания сетевых насосов.

Таблица 1. Характеристики схемы мини-ТЭЦ №1 в зависимости от тепловой нагрузки ГВС, отпущаемой потребителю.

№ схемы	Параметры острого пара	Нагрузка ГВС, МВт											
		10			30			60			100		
		Противодавление турбины, МПа											
		0.12	0.2	0.4	0.12	0.2	0.4	0.12	0.2	0.4	0.12	0.2	0.4
		Электрическая мощность, МВт(э)/МВт(т)											
1	1.3 МПа, 191 °С	1,247	0,997	0,649	3,740	2,991	1,948	7,480	5,983	3,896	12,466	9,972	6,493
	1.3 МПа, 250 °С	1,280	1,028	0,677	3,841	3,085	2,030	7,682	6,170	4,059	12,804	10,284	6,765
	2.3 МПа, 250 °С	1,587	1,337	0,992	4,761	4,012	2,977	9,521	8,025	5,953	15,869	13,374	9,922
	3.4 МПа, 435 °С	2,037	1,782	1,430	6,110	5,345	4,290	12,220	10,689	8,580	20,367	17,816	14,300

Таблица 2. Характеристики схемы мини-ТЭЦ №5 в зависимости от тепловой нагрузки систем отопления и вентиляции, отпущаемой потребителю.

№ схемы	Параметры острого пара	Температур- ный график	Отпущаемая нагрузка, МВт								
			10			50			100		
			Противодавление турбины, МПа								
			0.12	0.2	0.4	0.12	0.2	0.4	0.12	0.2	0.4
			Электрическая мощность, МВт(э)/МВт(т)								
5	1.3 МПа, 191 °С	95-70°С	1,422	1,152	0,760	7,108	5,762	3,802	14,216	11,524	7,604
		115-70°С	1,018	1,253	0,837	5,091	6,263	4,184	10,182	12,527	8,368
		130-70°С	0,905	1,172	1,170	4,526	5,862	5,848	9,051	11,724	11,697
		150-70°С	0,967	1,302	0,612	4,837	6,512	8,061	9,673	13,023	16,123
	1.3 МПа, 250 °С	95-70°С	1,343	1,087	0,715	6,716	5,435	3,576	13,433	10,870	7,153
		115-70°С	0,962	1,182	0,787	4,811	5,908	3,936	9,621	11,816	7,871
		130-70°С	0,855	1,106	1,100	4,276	5,529	5,501	8,553	11,058	11,002
		150-70°С	0,914	1,228	1,517	4,570	6,142	7,583	9,141	12,284	15,166
	2.3 МПа, 250 °С	95-70°С	1,411	1,144	0,755	7,053	5,719	3,774	14,106	11,437	7,549
		115-70°С	1,010	1,243	0,831	5,052	6,216	4,153	10,103	12,433	8,307
		130-70°С	0,898	1,164	1,161	4,491	5,818	5,806	8,981	11,635	11,611
		150-70°С	0,960	1,293	1,601	4,799	6,463	8,003	9,599	12,925	16,005
3.4 МПа, 435 °С	95-70°С	1,258	1,017	0,668	6,291	5,086	3,341	12,582	10,171	6,682	
	115-70°С	0,901	1,106	0,735	4,506	5,528	3,676	9,012	11,056	7,353	
	130-70°С	0,801	1,035	1,028	4,005	5,174	5,139	8,011	10,347	10,277	
	150-70°С	0,856	1,149	1,417	4,281	5,747	7,083	8,562	11,494	14,167	

При параллельном присоединении по сетевой воде теплообменников машзала и подогревателей котельной расчетный температурный график 150-70°С не может быть обеспечен при использовании подогревателей машзала в большей части выбранного диапазона противодавлений. В связи с понижением расхода сетевой воды в котельной часть котлов должна быть отключена. Электрическая мощность для схемы №8 в сравнении со схемами №5-7 меньше в области низких противодавлений. Величина максимальной электрической мощности практически такая же, как и для схемы №5, значения оптимальных противодавлений несколько выше, особенно при высоких температурах в подающей линии сети. Это связано с параллельным присоединением котлов к подогревателям машзала.

Схемы №1-№4 можно комбинировать со схемами №5-№8, обеспечивая выработку электроэнергии на всех видах тепловой нагрузки, отпущаемой потребителям. Определенные в расчетах максимальные электрические мощности позволяют произвести оптимальный выбор схемы мини-ТЭЦ, исходя из тепловой схемы и оборудования котельной, и являются масштабом, на который можно ориентироваться при выборе электрической мощ-

ности мини-ТЭЦ. Величина устанавливаемой электрической мощности для выбранной схемы мини-ТЭЦ зависит от тепловой нагрузки котельной, степени загрузки турбоагрегатов в течение года и определяется в технико-экономических расчетах с учетом тарифов на энергоносители.

В третьей главе рассматриваются вопросы регулирования режимов работы мини-ТЭЦ при производстве электроэнергии на базе отопительной нагрузки.

Основной тепловой нагрузкой котельных, как правило, является нагрузка систем отопления и вентиляции, величина которой при изменении температуры наружного воздуха в течение отопительного периода для большинства регионов России меняется в 4-5 раз. Выбор мощности паровых турбин определяется необходимостью высокой загрузки турбоагрегатов в течение отопительного периода. В связи с этим обычно пароводяные подогреватели сетевой воды мини-ТЭЦ большую часть отопительного периода работают в базовом режиме при постоянной номинальной электрической мощности турбоагрегатов, при этом оборудование котельного зала обеспечивает пиковую часть сезонной тепловой нагрузки. Работа пароводяных подогревателей мини-ТЭЦ происходит при переменной температуре охлаждающей обратной сетевой воды в диапазоне 30-70°C. Площадь поверхности теплообмена сетевых подогревателей мини-ТЭЦ рассчитывается для минимального температурного напора между паром и охлаждающей водой, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха и максимальной температуре обратной сетевой воды, равной 70°C. Неизменность электрической мощности мини-ТЭЦ при переменной температуре обратной сетевой воды может быть обеспечена только при проведении регулировочных мероприятий на мини-ТЭЦ. В настоящей главе исследуется работа мини-ТЭЦ на переменных режимах. Под переменным режимом понимается стационарная работа оборудования мини-ТЭЦ на режиме, отличном от расчетного.

Процесс передачи теплоты в теплообменной группе мини-ТЭЦ описывается системой уравнений теплопередачи и теплового баланса для пара и воды в виде

$$Q = k F \Delta t_{\text{лог}} = r_{\text{п}} G_{\text{п}} x_2 = c_{\text{р}} G_{\text{с}} \Delta t, \quad \Delta t_{\text{лог}} = \frac{t_{\text{пр}} - t_{\text{обр}}}{\ln \left(\frac{t_{\text{с}} - t_{\text{обр}}}{t_{\text{с}} - t_{\text{пр}}} \right)}, \quad \Delta t = t_{\text{пр}} - t_{\text{обр}}, \quad (1)$$

а также системой уравнений для мощности турбоагрегатов:

$$N_{\text{эл}} = \eta_{\text{эг}} \eta_{\text{мех}} G_{\text{п}} (h_0 - h_2), \quad h_2 = h_0 - \eta_{\text{oi}} [h_2' (1 - x_{2t}) + h_2'' x_{2t}], \quad x_{2t} = \frac{s_0 - s_2'}{s_2'' - s_2'}, \quad x_2 = \frac{h_2 - h_2'}{h_2'' - h_2'}, \quad (2)$$

где Q – тепловая мощность теплообменной группы; k – коэффициент теплопередачи; F – площадь поверхности теплообмена; $\Delta t_{\text{лог}}$ – среднелогарифмический температурный напор между паром и охлаждающей сетевой водой; $r_{\text{п}}$ – удельная теплота парообразования воды; $G_{\text{п}}$, $G_{\text{с}}$ – расход пара через турбины и расход обратной сетевой воды через теплообменную группу; x_2 , x_{2t} – значения степени сухости пара на выходе из турбин реальное и теоретическое (в расчетах $x_2 > 0.85$); $c_{\text{р}}$ – удельная массовая теплоемкость воды; $\Delta t = t_{\text{пр}} - t_{\text{обр}}$ – нагрев сетевой воды в теплообменной группе от температуры обратной сетевой воды $t_{\text{обр}}$ до температуры прямой воды мини-ТЭЦ $t_{\text{пр}}$; $t_{\text{с}}$ – температура насыщенного пара, соответствующая противодавлению p_2 ; $N_{\text{эл}}$ – электрическая мощность турбоагрегатов; $\eta_{\text{эг}}$, $\eta_{\text{мех}}$, η_{oi} – к.п.д. электрогенератора и механический к.п.д. привода турбоагрегата, относительный внутренний к.п.д. турбины, в расчетах принимались значения $\eta_{\text{эг}} = 0.95$, $\eta_{\text{мех}} = 0.99$, $\eta_{\text{oi}} = 0.75$; h_0 , h_2 – удельная энтальпия пара на входе и на выходе из турбин; h_2' , h_2'' – удельная энтальпия насыщенной жидкости и насыщенного пара при противодавлении p_2 ; s_0 – удельная энтропия пара на входе в турбины; s_2' , s_2'' – удельная энтропия насыщенной жидкости и насыщенного пара на выходе из турбин.

На переменных режимах, в том числе и при перегрузке, принимается прямая пропорциональная зависимость мощности турбины от расхода пара через нее в виде $N_{эл}=CG_{п}$. Такое допущение с высокой точностью справедливо при сопловом регулировании мощности турбины и с меньшей точностью – при дроссельном регулировании.

В соответствии с СП 41-101-95 “Проектирование тепловых пунктов” коэффициент теплопередачи k (Вт/м²·К) для пароводяных горизонтальных подогревателей тепловых сетей по ОСТ 108.271.105 определяется следующим образом:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_n} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{нак}}{\lambda_{нак}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (3)$$

$$\alpha_n = 1.16 \frac{(4320 + 47.54t_s - 0.14t_s^2)}{\sqrt[4]{md_n(t_s - t_{ст})}}, \quad \alpha_2 = 1.16(1210 + 18t_{ср}^H - 0.038(t_{ср}^H)^2) \frac{w_{тр}^{0.8}}{d_{вн}^{0.2}},$$

где α_n – коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке трубы; α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к воде; коэффициент теплопроводности латунных трубок $\lambda_{ст}=106$ Вт/м·К; толщина накипи $\delta_{нак}=0-0.001$ м, в расчетном режиме принята равной 0; коэффициент теплопроводности накипи $\lambda_{нак}=2.3$ Вт/м·К; m – приведенное число трубок, принято $m=27$; d_n , $d_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры трубок, в расчетах принималось $d_n=16$ мм, $d_{вн}=14$ мм; $t_{ст}$ – температура стенок трубок; $t_{ср}^H$ – средняя температура охлаждающей воды; $w_{тр}$ – скорость движения воды в трубках, в расчетном режиме принята равной 1.5 м/с.

Анализ приведенной системы уравнений в условиях постоянной электрической мощности и переменной температуры обратной сетевой воды показывает, что регулирование процесса конденсации пара можно производить с помощью следующих мероприятий, применяя их, как по отдельности, так и совместно: изменение расхода охлаждающей сетевой воды через теплообменную группу мини-ТЭЦ, изменение площади теплообмена за счет вывода из работы части теплообменников, изменение величины противодействия турбин.

Решение алгебраической системы уравнений (1)-(3) производилось итерационными методами, в отдельных случаях при организации итераций во вложенных циклах.

Изменение мощности мини-ТЭЦ в течение отопительного периода при отсутствии регулировочных мероприятий. При работе без отключения теплообменников при снижении температуры обратной сетевой воды от 70 до 30°C и расчетном нагреве 15°C, независимо от схемы включения теплообменников по сетевой воде, должно произойти практически линейное возрастание мощности теплообменной группы, турбоагрегатов и расхода пара для противодействия 0.12 МПа до 184% от расчетного значения, для 0.2, 0.4 и 0.7 МПа аналогичные значения равны 153, 134 и 124% соответственно.

Режимы работы при изменении расхода охлаждающей сетевой воды через теплообменную группу мини-ТЭЦ. Реализация переменного расхода обратной сетевой воды через теплообменную группу мини-ТЭЦ при сохранении противодействия и площади теплообмена возможна при установке общей обводной регулировочной арматуры в параллель всей теплообменной группе, либо параллельно каждому теплообменнику. Сравнение переменных режимов работы производится с базовым расчетным режимом, при котором температура обратной сетевой воды на входе в теплообменную группу 70°C, на выходе 85°C.

На рис. 3а приведены значения относительного расхода сетевой воды в зависимости от температуры обратной сетевой воды для различных номинальных значений противодействия турбоагрегатов при сохранении электрической мощности мини-ТЭЦ. Тепловая мощность теплообменников и расход пара через них при таком способе регулирования режима работы остаются неизменными. В сравнении с расчетным режимом, например,

при противодавлении 0.12 МПа и температуре обратной сетевой воды 30°C расход сетевой воды составляет 33% от номинального значения, коэффициент теплопередачи уменьшается на 45%, нагрев воды в теплообменниках увеличивается с 15 до 46°C, расход охлаждающей воды снижается в 3 раза.

Режимы работы при изменении количества работающих подогревателей. Режимы работы подогревателей мини-ТЭЦ зависят от количества работающих теплообменников. С уменьшением температуры обратной сетевой воды возрастает тепловая мощность теплообменной группы, расход пара и электрическая мощность. При увеличении электрической мощности (расхода пара) в сравнении с номинальным значением на заданную величину производится последовательное отключение подогревателей при неизменных общем расходе сетевой воды и противодавлении турбин. Условием отключения очередного подогревателя принималось увеличение мощности на 10%. На рис. 3б показаны зависимости изменения электрической мощности турбоагрегатов для разного общего количества подогревателей мини-ТЭЦ при изменении температуры обратной сетевой воды и последовательном отключении теплообменников, параллельно соединенных по сетевой воде. При меньшем противодавлении количество отключаемых теплообменников больше. При этом скорость воды в трубках возрастает, существенно увеличиваются потери давления по сетевой воде в теплообменной группе. Большее количество установленных теплообменников, как и следовало ожидать, позволяет производить более точную регулировку мощности мини-ТЭЦ.

Для последовательной схемы соединения теплообменников мини-ТЭЦ по сетевой воде отключение теплообменников происходит при более низкой температуре сетевой воды, при отключении равного количества теплообменников наблюдается более значительное снижение тепловых и электрических мощностей в сравнении с параллельной схемой. В этом случае при отключении теплообменников скорость воды в трубках не изменяется.

Режимы работы при изменении противодействия турбин. При понижении температуры обратной сетевой воды сохранение мощности турбоагрегатов возможно за счет изменения противодействия турбин. Возможности регулирования противодействия ограничены т.к. для большинства выпускаемых противодейственных паровых турбин диапазон регулирования, рекомендуемый заводом-изготовителем, обычно не превышает 0.3 МПа.

Решение системы уравнений (1)-(3) для этого метода регулирования имеет вид несимметричных парабол в координатах p_2 , $t_{обр}$ для различных значений номинальных противодействий (рис. 3в). С изменением температуры обратной сетевой воды сохранение мощности турбоагрегатов возможно при проведении регулирования двумя способами: при увеличении противодействия, расхода пара и тепловой мощности теплообменной группы, либо при их уменьшении в соответствии с приведенными зависимостями. Один из этих способов регулирования сопровождается начальным скачком противодействия.

Совместное применение регулирования изменением противодействия и отключением теплообменников. Одновременное регулирование изменением противодействия турбин и отключением подогревателей в большинстве случаев позволяет сохранить значение электрической мощности на заданном уровне в течение отопительного периода. Например, при уменьшении температуры обратной сетевой воды для номинального противодействия 0.12 МПа поддержание электрической мощности мини-ТЭЦ на заданном уровне при отключении теплообменников сопровождается увеличением противодействия, для 0.4 МПа – его снижением.

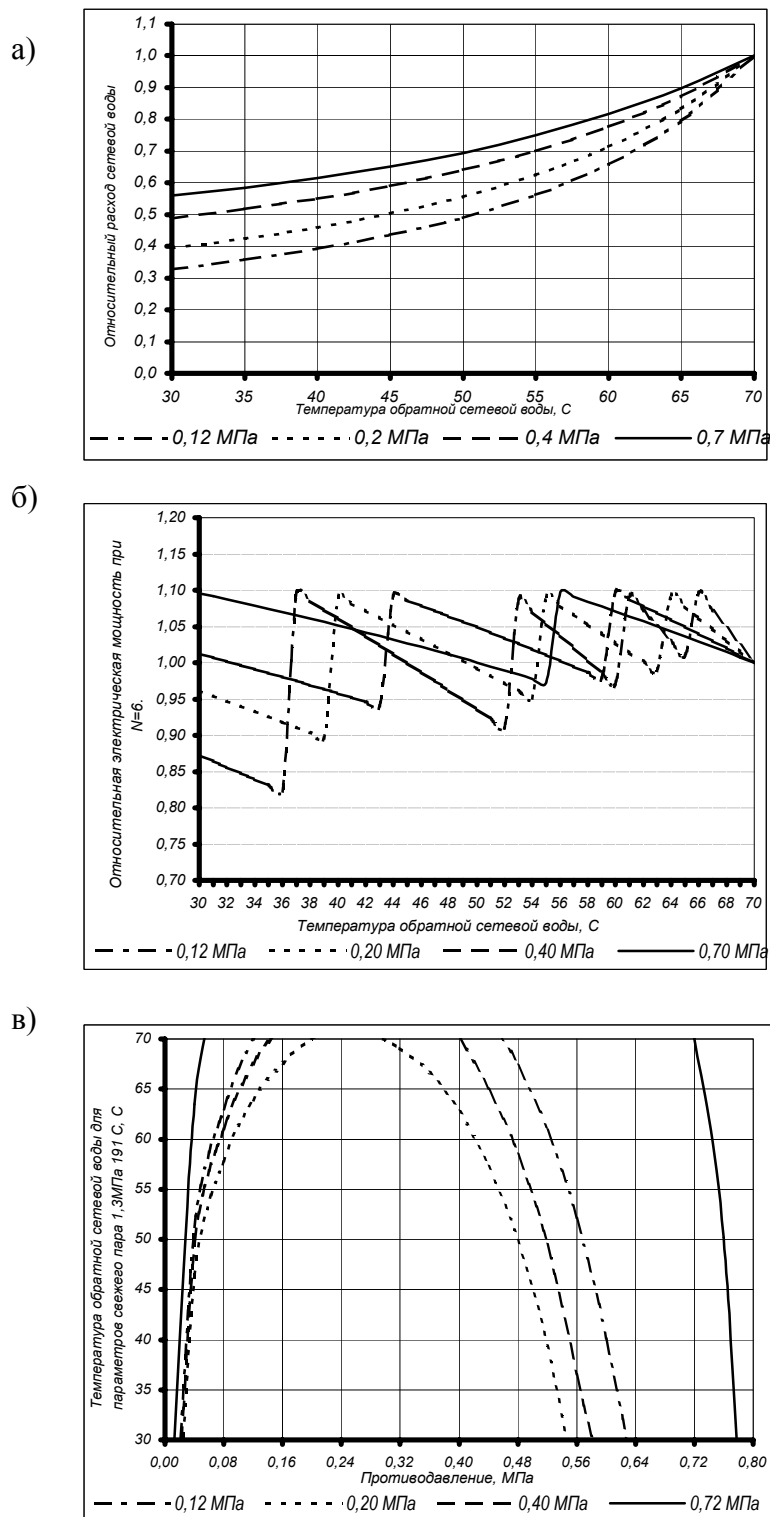


Рис. 3. Результаты регулирования работы мини-ТЭЦ на отопительной нагрузке.

- а) – при обводе подогревателей по сетевой воде;
- б) – при отключении теплообменников;
- в) – при изменении противодействия турбины.

Совместное применение регулирования изменением противодействия и отключением теплообменников. Одновременное регулирование изменением противодействия турбин и отключением подогревателей в большинстве случаев позволяет сохранить значение электрической мощности на заданном уровне в течение отопительного периода.

Например, при уменьшении температуры обратной сетевой воды для номинального противодавления 0.12 МПа поддержание электрической мощности мини-ТЭЦ на заданном уровне при отключении теплообменников сопровождается увеличением противодавления, для 0.4 МПа – его снижением.

В главе 4 численно исследуется регулирование режимов работы мини-ТЭЦ при отпуске тепловой энергии системе горячего водоснабжения. Величина типичной средней нагрузки ГВС в отопительный период составляет около 20-25% от значения расчетной нагрузки отопления, следовательно, минимальная, или базовая нагрузка отопления, и средняя нагрузка ГВС близки. Поэтому при формировании тепловых схем мини-ТЭЦ часто имеется в виду, что в отопительный период турбины могут работать либо на отопительную нагрузку, либо на нагрузку ГВС, в межотопительный период - только на нагрузку ГВС.

Целью настоящей главы является определение температур и расходов потоков, удельных характеристик, в том числе электрической мощности турбогенераторов, работающих по тепловому графику, при переменной (частичной) нагрузке ГВС и регулировании противодавления для различных схем мини-ТЭЦ открытых и закрытых систем теплоснабжения, имеющих в составе котельных паровые котлы необходимой производительности с параметрами насыщенного пара 1.3 МПа, 191°C. Математическое описание процессов, протекающих в оборудовании мини-ТЭЦ, аналогично системе уравнений (1)-(3).

Открытые системы теплоснабжения. Для схемы №1 с использованием пароводяных теплообменников котельной без их реконструкции на рис. 4а приведены зависимости электрической мощности для заданных противодавлений турбин 0.12-0.7 МПа при изменении расхода горячей воды в диапазоне 20-100% в межотопительный период. Электрическая мощность в условиях межотопительного периода для исследованного диапазона противодавлений составляет около 72% от номинального значения в отопительный период. Следует отметить, что при снижении нагрузки ГВС для номинальных противодавлений 0.44-0.7 МПа температура подогретой воды на выходе из пароводяного подогревателя возрастает до 95°C и выше, в связи с этим при низких нагрузках требуется организация перепуска части нагреваемой воды параллельно пароводяным теплообменникам при поддержании температуры воды на входе в деаэраторы на уровне 95°C. Регулирование температуры воды, подаваемой в деаэратор, связано с обеспечением качественной деаэрации. Изменение температуры подпиточной воды на входе в деаэратор (а, в) и изменения противодавления турбины для различных номинальных противодавлений показаны также на рис. 4. Температура приготавливаемой горячей воды при снижении нагрузки ГВС в летний период от 100 до 20% и температуре исходной воды 15°C падает от 73 до 65°C, температура воды после ОДВ возрастает от 50 до 57°C, температура воды на входе в деаэратор возрастает от 64 до 95°C, электрическая мощность турбин, например, для противодавления 0.12 МПа падает от 0.1107 до 0.0201 МВт(э)/МВт(т). При номинальных противодавлениях 0.44 и 0.70 МПа возможно сохранение номинальной мощности турбин в межотопительный период за счет снижения противодавления до 0.28 и 0.52 МПа. Перечисленные результаты с высокой точностью справедливы и для схемы №1 с реконструкцией теплообменников котельной при их размещении в котельной, либо в машзале мини-ТЭЦ.

В схеме мини-ТЭЦ №2 с пароводяными теплообменниками машзала, расположенными после ОДВ, пароводяные теплообменники машзала выбираются, исходя из температуры подпиточной воды, подаваемой в деаэраторы, равной 95°C, площадь поверхности ОДВ котельной сохраняется. В деаэратор в качестве греющего потока подается насыщенный пар от РОУ котельной. Для исследуемого диапазона нагрузок ГВС и противодавлений требуется обвод части нагреваемой воды параллельно теплообменникам машзала. Возможна работа турбин при ухудшенном вакууме на выхлопе. В диапазоне изменения расходов воды на ГВС от 100 до 20% летом электрическая мощность уменьшается от 0.0660 до 0.0113 МВт(э)/МВт(т), температура воды на ГВС – от 72 до 66°C, температура

воды на входе в деаэратор – от 72 до 76°С. В схеме мини-ТЭЦ №3 с пароводяными теплообменниками машзала, расположенными до ОДВ, температура нагреваемой воды на входе в ОДВ равна 60°С, площадь поверхности теплообмена ОДВ при сохранении скоростей потоков должна быть повышена в 5.38 раза. В межотопительный период мощность турбин уменьшается ~ до 63% при сохранении противодействия. При низких расходах воды на ГВС наблюдается снижение температуры подпиточной воды до 57°С. Необходимость глубокой реконструкции ОДВ с увеличением поверхности теплообмена и значительное снижение подпиточной воды на выходе из ОДВ делают эту схему малопривлекательной.

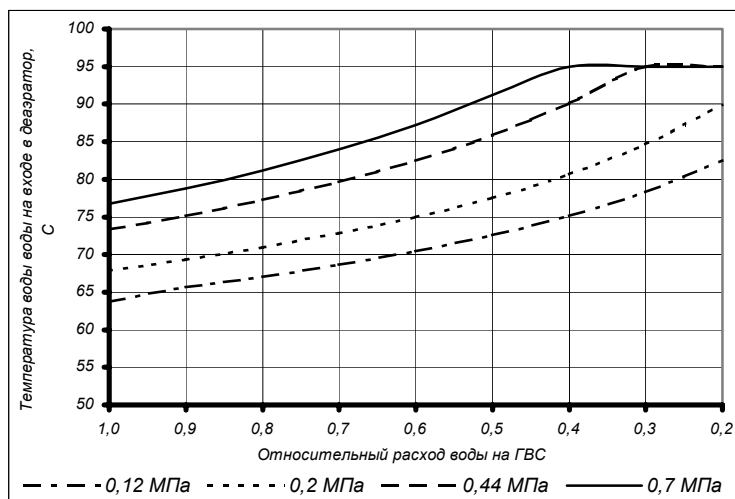
В схеме мини-ТЭЦ №4 с вакуумными деаэраторами также требуется поддержание температуры воды на входе в деаэраторы за счет обвода части нагреваемой воды параллельно теплообменникам машзала. При снижении среднего расхода воды до 80% от расчетного значения и повышении температуры исходной водопроводной воды до 15°С расход пара и мощность турбин уменьшаются до 62% при сохранении противодействия турбин.

При противодействиях 0.44-0.7 МПа в межотопительный период возможно сохранение номинальной электрической мощности за счет изменения противодействия. Температура воды на входе в вакуумные деаэраторы в течение года находится в рекомендуемом интервале 45-50°С. Взаимное воздействие обвода и противодействия приводит к синусоидальному поведению степени обвода и температур воды на выходе из пароводяных теплообменников и на входе в деаэратор с уменьшением нагрузки ГВС.

Закрытые системы теплоснабжения. Тепловая схема мини-ТЭЦ закрытой системы теплоснабжения, работающей в межотопительный период на нагрузку ГВС, аналогична схеме №5 с учетом того, что теплообменник мини-ТЭЦ рассчитан только на нагрузку ГВС. В сети циркулирует постоянный расход сетевой воды, величина которого определяется расчетными условиями $t_{\text{прям}}^p = 70^\circ\text{C}$, $t_{\text{обр}}^p = 40^\circ\text{C}$. Расчетным режимом с нагрузкой 100% является режим с максимальной часовой нагрузкой системы ГВС, среднечасовой нагрузке ГВС в отопительный период соответствует нагрузка 42%. В межотопительный период средняя нагрузка ГВС уменьшается до 65% в сравнении с отопительным периодом и составляет 27% от расчетного значения.

Реализация регулирования работы мини-ТЭЦ производится за счет перепуска части обратной воды параллельно пароводяным теплообменникам. Определено поведение степени обвода потока сетевой воды от нагрузки ГВС для различных номинальных противодействий турбин. Исследована также возможность сохранения электрической мощности турбин при снижении нагрузки ГВС за счет уменьшения противодействия турбин. Существенные расходы на обвод имеют место только при номинальном противодействии 0.7 МПа. За счет снижения противодействия можно добиться сохранения электрической мощности мини-ТЭЦ при падении нагрузки ГВС для номинальных противодействий 0.44-0.7 МПа.

а)



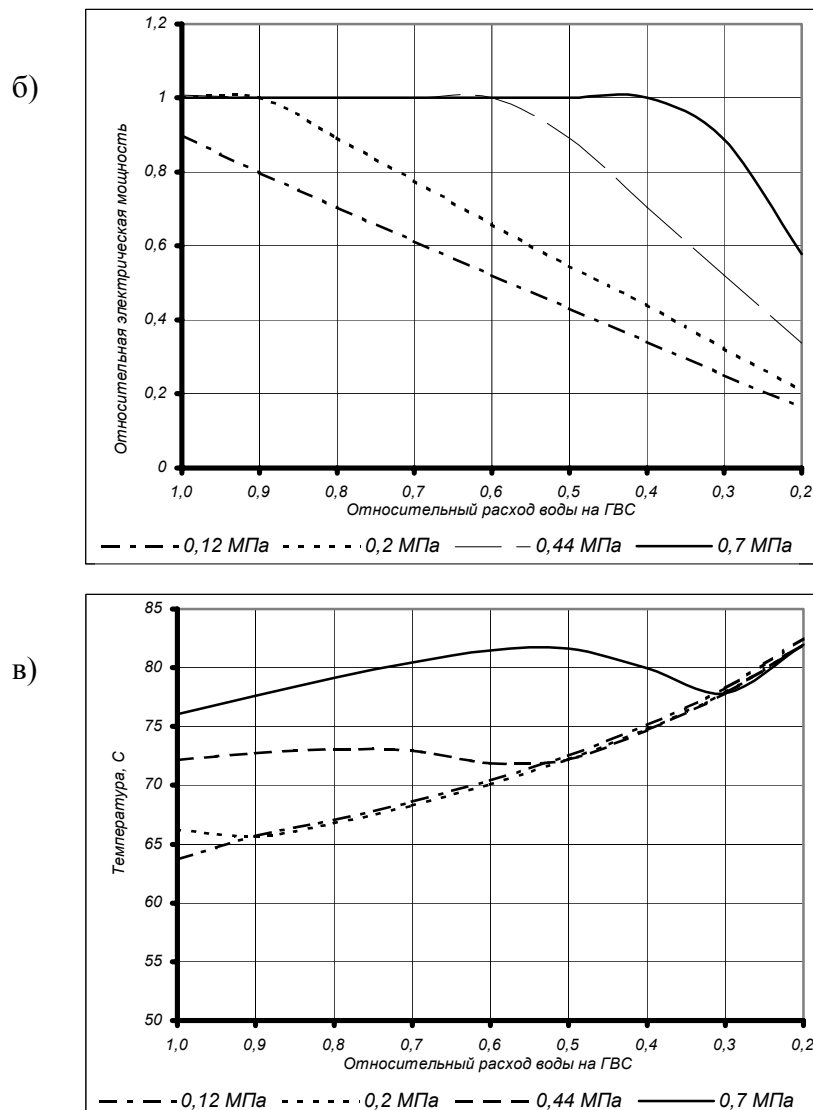


Рис. 4. Результаты регулирования работы мини-ТЭЦ (схема №1) на нагрузке ГВС.

а) – изменение температуры подпиточной воды на входе в деаэратор;

б) – изменение относительной электрической мощности мини-ТЭЦ при регулировании противодавлением; в) – изменение температуры подпиточной воды на входе в деаэратор при регулировании противодавлением.

При наличии баков-аккумуляторов тепловой энергии в закрытой системе теплоснабжения с целью выравнивания температуры обратной сетевой воды до среднесуточного значения, равного 57.5°C , может быть организована близкая к равномерной нагрузка турбоагрегатов в течение суток. Емкость аккумуляторов для обратной воды должна быть порядка $500 \text{ м}^3/\text{МВт}$ в расчете на среднюю нагрузку ГВС.

Для закрытой системы теплоснабжения с аккумуляцией тепловой энергии потока обратной сетевой воды расчетным режимом с нагрузкой 100% является режим со средней часовой нагрузкой системы ГВС в отопительный период. Устанавливаемая мощность электрогенерирующего оборудования на мини-ТЭЦ в 2.4 раза меньше, пароводяных теплообменников – приблизительно в 2 раза меньше в сравнении с системой теплоснабжения без аккумуляции тепловой энергии.

В пятой главе рассмотрены особенности, возникающие при определении технико-экономических показателей мини-ТЭЦ.

В заключении кратко сформулированы основные результаты работы, отмечены особенности работы мини-ТЭЦ с противоаварийными паровыми турбинами.

1. Выполнена классификация тепловых схем мини-ТЭЦ с противоаварийными паровыми турбинами на базе существующих котельных для закрытых и открытых систем теплоснабжения с атмосферными и вакуумными деаэраторами с учетом особенностей гидравлического режима работы котельной.

2. Определена максимальная выработка электрической мощности, отнесенная к заданной тепловой мощности машзала, для различных схем мини-ТЭЦ при начальных параметрах пара 1,3 МПа, 191°C; 1,3 МПа, 250°C; 2,3 МПа, 250°C; 3,4 МПа, 435°C в диапазоне номинальных противоаварийных давлений 0.04-0.7 МПа.

3. При использовании противоаварийных паровых турбин, работающих в базовом режиме на отопительной нагрузке, для сохранения электрической мощности в течение отопительного периода необходимо проведение регулировочных мероприятий на мини-ТЭЦ. В их отсутствие при снижении температуры обратной сетевой воды от 70 до 30°C должно произойти возрастание мощности мини-ТЭЦ для противоаварийного давления 0.12 МПа до 184% от расчетного значения, для 0.7 МПа – до 124%.

4. Рассмотрены количественные характеристики различных способов регулирования работы сетевых подогревателей при сохранении электрической мощности мини-ТЭЦ.

4.1. При использовании обводной регулировочной арматуры и изменении температуры обратной сетевой воды от 70 до 30°C в исследованном диапазоне противоаварийного нагрева воды в теплообменниках увеличивается с 15 до 46-27°C, ее расход через них снижается в 3-1.8 раза.

4.2. Совместное регулирование изменением противоаварийного давления и количества работающих теплообменников в большинстве случаев позволяет сохранять на неизменном уровне электрическую мощность мини-ТЭЦ в течение отопительного периода.

5. Проведено аналитическое исследование режимов работы тепловых схем мини-ТЭЦ при работе на переменной нагрузке ГВС для типового оборудования, применяемого в котельных и в машзале мини-ТЭЦ.

5.1. В межотопительный период при снижении расхода воды на ГВС до 80% от нормативного среднего значения и повышении температуры исходной водопроводной воды от 5 до 15°C для рассмотренных схем мини-ТЭЦ электрическая мощность уменьшается до 62-72% в сравнении с ее значением в отопительный период.

5.2. Во всех схемах мини-ТЭЦ с уменьшением нагрузки ГВС необходимо осуществлять частичный обвод нагреваемой водой пароводяных подогревателей. Для котельных с атмосферными деаэраторами в первую очередь рекомендуются к применению схемы №1 и №2.

5.3. В межотопительный период электрическая мощность мини-ТЭЦ может быть сохранена на номинальном или близком к нему уровне за счет снижения противоаварийного давления турбин.

5.4. Работа всех рассмотренных тепловых схем мини-ТЭЦ при номинальных противоаварийных давлениях турбин в диапазоне 0.04-0.7 МПа позволяет в широком диапазоне изменения нагрузок ГВС обеспечить нормальную работу ОДВ, деаэраторов и приготовление воды температурой 65-72°C для систем ГВС в течение года.

6. Для мини-ТЭЦ закрытой системы теплоснабжения применение аккумуляции тепловой энергии потока обратной сетевой воды при удельных объемах баков порядка 500 м³/МВт в расчете на среднюю нагрузку ГВС позволит выровнять загрузку турбин в течение суток, уменьшить устанавливаемую мощность электрогенерирующего оборудования на мини-ТЭЦ в 2.4 раза, пароводяных теплообменников – в 2 раза в сравнении с системой теплоснабжения без аккумуляции тепловой энергии.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Боровков В.М., Петрущенко В.А., Васькин В.В. Тепловые схемы мини-ТЭЦ с противодавленческими паровыми турбинами на базе существующих котельных // Труды СПбГПУ №491, Энергомашиностроение. 2004 г. С. 71-74.
2. Петрущенко В.А., Васькин В.В. К определению технико-экономических показателей мини-ТЭЦ // Новости теплоснабжения. 2004. №6. С. 25-28.
3. Петрущенко В.А., Васькин В.В. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах // Новости теплоснабжения. 2004. №8. С. 22-26.
4. Петрущенко В.А., Васькин В.В. Сравнительные характеристики тепловых схем мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин // Новости теплоснабжения. 2005. №2. С.32-37.
5. Васькин В.В. Тепловые схемы систем охлаждения вспомогательного оборудования мини-ТЭЦ с паровыми турбоагрегатами// Новости теплоснабжения. 2005. №3. С.26-30.
6. Васькин В.В., Петрущенко В.А. Регулирование режимов работы мини-ТЭЦ с противодавленческими турбинами при работе на отопительную нагрузку // Новости теплоснабжения. 2005. №4. С.20-26.
7. Васькин В.В., Петрущенко В.А. Регулирование режимов работы мини-ТЭЦ с противодавленческими турбинами на базе нагрузки горячего водоснабжения // Новости теплоснабжения. 2005. №6. С.21-30.