Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СТРАНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И РЕСПУБЛИКАХ БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА

ESM234

Energy

Sector

Management

Assistance

Programme

ESMAP

Report 234/00

АВГУСТ 2000 г.

JOINT UNDP / WORLD BANK

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

PURPOSE

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) is a special global technical assistance program run as part of the World Bank's Energy, Mining and Telecommunications Department. ESMAP provides advice to governments on sustainable energy development. Established with the support of UNDP and bilateral official donors in 1983, it focuses on the role of energy in the development process with the objective of contributing to poverty alleviation, improving living conditions and preserving the environment in developing countries and transition economies. ESMAP centers its interventions on three priority areas: sector reform and restructuring; access to modern energy for the poorest; and promotion of sustainable energy practices.

GOVERNANCE AND OPERATIONS

ESMAP is governed by a Consultative Group (ESMAP CG) composed of representatives of the UNDP and World Bank, other donors, and development experts from regions benefiting from ESMAP's assistance. The ESMAP CG is chaired by a World Bank Vice President, and advised by a Technical Advisory Group (TAG) of four independent energy experts that reviews the Programme's strategic agenda, its work plan, and its achievements. ESMAP relies on a cadre of engineers, energy planners, and economists from the World Bank to conduct its activities under the guidance of the Manager of ESMAP, responsible for administering the Programme.

FUNDING

ESMAP is a cooperative effort supported over the years by the World Bank, the UNDP and other United Nations agencies, the European Union, the Organization of American States (OAS), the Latin American Energy Organization (OLADE), and public and private donors from countries including Australia, Belgium, Canada, Denmark, Germany, Finland, France, Iceland, Ireland, Italy, Japan, the Netherlands, New Zealand, Norway, Portugal, Sweden, Switzerland, the United Kingdom, and the United States of America.

FURTHER INFORMATION

An up-to-date listing of completed ESMAP projects is appended to this report. For further information, a copy of the ESMAP Annual Report, or copies of project reports, contact:

ESMAP
c/o Energy and Water
The World Bank
1818 H Street, NW
Washington, DC 20433
U.S.A.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СТРАНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И РЕСПУБЛИКАХ БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА

АВГУСТ 2000 г.

Совместная программа ПРООН / Всемирного Банка по управлению энергетическим сектором (ESMAP)

Copyright © 2001
The International Bank for Reconstruction
and Development/THE WORLD BANK
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433, U.S.A.

All rights reserved
Manufactured in the United States of America
First printing August 2000

ESMAP Reports are published to communicate the results of the ESMAP's work to the development community with the least possible delay. The typescript of the paper therefore has not been prepared in accordance with the procedures appropriate to formal documents. Some sources cited in this paper may be informal documents that are not readily available.

The findings, interpretations, and conclusions expressed in this paper are entirely those of the author(s) and should not be attributed in any manner to the World Bank, or its affiliated organizations, or to members of its Board of Executive Directors or the countries they represent. The World Bank does not guarantee the accuracy of the data included in this publication and accepts no responsibility whatsoever for any consequence of their use. The Boundaries, colors, denominations, other information shown on any map in this volume do not imply on the part of the World Bank Group any judgement on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such boundaries.

The material in this publication is copyrighted. Requests for permission to reproduce portions of it should be sent to the ESMAP Manager at the address shown in the copyright notice above. ESMAP encourages dissemination of its work and will normally give permission promptly and, when the reproduction is for noncommercial purposes, without asking a fee.

"ESMAP Values your Feedback

If you have found this report useful, or would like to provide comments on our reports and services, please log on to our website at **www.esmap.org** and leave your feedback. In this way we can better understand our audience's needs and improve the quality of our knowledge products. Thank you.

ESMAP Management"

Содержание

СОДЕРЖАНИЕ ..... **III**
ПРЕДИСЛОВИЕ ..... **IX**
ВЫРАЖЕНИЕ ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ ..... **XI**
СОКРАЩЕНИЯ ..... **XII**
ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ..... **XIII**
ПЕРЕВОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ..... **XIII**
ВАЛЮТНЫЕ ЭКВИВАЛЕНТЫ ..... **XIII**
ИСПОЛНИТЕЛЬНОЕ РЕЗЮМЕ **1**
ВВЕДЕНИЕ 1
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ В СЕКТОРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 2
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 3
НЕОБХОДИМОСТЬ ПОЛИТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ И РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ 6
ТРЕБОВАНИЯ НА ПЕРЕХОДНОМ ЭТАПЕ 9
ВЫВОД 11
ВВЕДЕНИЕ **13**
1.1 Описание проблемы 13
1.2 Деятельность Всемирного Банка в секторе теплоснабжения 15
1.3 Цель настоящего отчета 16
1.4 Проблемы и возможности повышения КПД в секторе теплоснабжения Руководство к настоящему отчету 17
ОБЗОР РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ СЕКТОРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЦВЕ/БСС **21**
2.1 Унаследованная структура теплоснабжения и потребления 21
2.2 Будущее рынков тепла в ЦВЕ/БСС 25
2.3 Интеграция вариантов на стороне подачи и нагрузки 27
2.4 Новая стандартная модель для теплоснабжения и потребления 28
ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ СТРАТЕГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕКТОРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ: ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВАРИАНТЫ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЗДАНИЯ **33**
3.1 Система централизованного теплоснабжения 33
3.1.1 Определение оптимального размера систем централизованного теплоснабжения 33
3.1.2 Реконструкция и модернизация систем централизованного теплоснабжения 36
3.1.3 Описание типичных систем централизованного теплоснабжения крупных городов и подключенных зданий 36
3.1.4 Инвестиции для оптимизации мощностей по выработке тепловой энергии 43
3.1.5 Инвестиции в целях снижения технических потерь при передаче и распределении [27] 48
3.1.6 Экономика инвестиций в более эффективное регулирование систем 59

3.1.7 Рационализация пароснабжения 62
3.2 Модернизация и расширение систем природного газа 63
3.2.1 Необходимость в модернизации газораспределительных систем 64
3.2.2 Технические варианты использования газа в жилищном секторе 67
3.2.3 Стоимость расширения области применения природного газа 70
3.3 Варианты энергосбережения в зданиях 72
3.3.1 Меры по повышению энергетического КПД 73
3.3.2 Интегрированные комбинации мер по замене инженерного оборудования 75
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С НАИМЕНЬШИМИ ЗАТРАТАМИ. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ШЕСТИ ГОРОДОВ 79
4.1 Факторы, влияющие на стоимостное преимущество ентрализованного теплоснабжения 79
4.1.1 Обзор источников конкурентных преимуществ и недостатков централизованного теплоснабжения 79
4.1.2 Факторы, влияющие на стоимость производства тепловой энергии 80
4.1.3 Факторы, влияющие на стоимость распределения тепловой энергии 87
4.1.4 Преимущество невозмещаемых затрат централизованного теплоснабжения в ЦВЕ/БСС 90
4.2 Теплоснабжение с наименьшими затратами в шести городах 92
4.2.1 Сфера анализа 92
4.2.2 Варианты теплоснабжения. Результаты 93
4.2.3 Влияние инвестиций на стороне нагрузки на место, занимаемое вариантами теплоснабжения 96
4.3 Влияние экологической оценки на место, занимаемое вариантами теплоснабжения 100
4.3.1 Воздействие на окружающую среду альтернативных вариантов теплоснабжения 100
4.3.2 Экономическая стоимость загрязнения воздуха 103
4.3.3 Результаты исследования шести городов 106
ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОМУ СЕКТОРУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 109
5.1 Реформы на нынешнем этапе 110
5.2 Специфические проблемы и уроки организационной реструктуризации 111
5.2.1 Введение 111
5.2.2 Организационные структуры для местных энергетических компаний 115
5.2.3 Содействие конкуренции и приватизации в сфере централизованного отопления 117
5.2.4 Содействие конкуренции между видами топлива: роль планирования теплоснабжения 121
5.2.5 Внедрение приборов учета, тарифов на основе затрат и адресных схем субсидирования 126
5.2.6 Экономическое регулирование сектора теплоснабжения 135
5.2.7 Институциональные аспекты инвестиций в повышение энергетического

КПД зданий 143
5.2.8 Выявление новых источников финансирования 145
ВЫВОДЫ: РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОЛИТИКЕ И ПРОЕКТАМ В СЕКТОРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 149
6.1 Конкурентоспособность централизованного теплоснабжения по сравнению с альтернативными вариантами теплоснабжения 150
Основной фактор конкурентоспособности ЦТ: источник дешевой тепловой энергии 150
Централизованное теплоснабжение и комбинированное производство: потребность в политических и регулирующих мерах 153
6.2 Политика и организационные реформы для улучшения теплоснабжения и спроса на тепловую энергию 154
6.3 Необходимость в стратегии переходного периода 157
6.3.1 Финансовые и фискальные меры 159
6.3.2 Упорядочение видов хозяйственной деятельности 162
6.3.3 Упорядочение организации предприятий централизованного теплоснабжения. 164
6.4 Роль Группы Всемирного Банка 165
Модернизация - Переход от установившегося течения к неустановившемуся 198
Пассивные технологические меры для снижения энергопотерь в зданиях 201

Приложения

Приложение A: Деятельность Всемирного Банка в секторе теплоснабжения 169
Приложение B: Определение потребности в тепловой энергии - Анализ рынка 179
Приложение C: Комбинированное производство тепловой и электрической энергии: энергетический КПД и стоимость производства тепловой энергии 185
Приложение D: Технологии распределения тепловой энергии 193
Приложение E: Инвестиции в повышение энергетического КПД в зданиях 201
Приложение F: Экономическая стоимость топлива, затраты на производство тепловой энергии и распределение, воздействие систем теплоснабжения на окружающую среду 213
Приложение G: Днепропетровск/Украина: Интегрированный демонстрационный проект по экономии тепловой энергии 225
Приложение H: Определения 229
Библиография 235

Рамки

Рамка 1-1 Что такое централизованное теплоснабжение? 14
Рамка 4-1 Модель для отбора вариантов теплоснабжения. Предположения для г. Киева 89
Рамка 4-2 Предостережение относительно Оренбурга, Днепропетровска и Каунаса 96
Рамка 5-1 Планирование теплоснабжения во Вроцлаве 126
Рамка 5-2 Доступность отопления: результаты обследования домохозяйств 132
Рамка 5-3 Повышение собираемости оплаты 135
Рамка 6-1 Достоинства и проблемы ЦТ 151
Рамка А-1 Проекты по централизованному теплоснабжению в Польше 176
Рамка А-2 Проект по централизованному теплоснабжению в Латвии. 177

Таблицы

Таблица 1-1 Проблемы и требуемые меры в секторе теплоснабжения в ЦВЕ/БСС 19
Таблица 2-1 Характеристики исследованных стран и городов: рыночная доля ЦТ в ЦВЕ/БСС и Западной Европе 22
Таблица 2-2 Эффективность теплоснабжения: смещение стандартной модели 29
Таблица 3-1 Использование ТЭЦ при выработке тепла 46
Таблица 3-2 Характеристики технологий комбинированного производства 47
Таблица 3-3 Сравнения потерь воды и расчетных потерь тепла при передаче и распределении в исследованных городах и в Западной Европе 49
Таблица 3-4 Повышение КПД и безопасности работы с газом: сравнительные достоинства технических альтернатив 67
Таблица 3-5 Основные характеристики децентрализованных вариантов газового отопления 68
Таблица 3-6 Типичные инвестиционные затраты при возросшем использовании газа в жилищном секторе, на одну квартиру (в долл. США) 72
Таблица 3-7 Типичные меры по повышению энергетического КПД в зданиях 74
Таблица 4-1 Стоимость топлива, поставляемого на агрегаты ЦТ и внутридомовые котлы 82
Таблица 4-2 Нетопливные затраты эксплуатации котлов: Сравнение агрегатов централизованного теплоснабжения с внутридомовыми котлами 83
Таблица 4-3 Стоимость производства электроэнергии и ситуация с КПТЭ в секторе энергетики по странам 85
Таблица 4-4 Сравнительная стоимость производства тепла на предприятии (долл. США /МВт.ч) 86
Таблица 4-5 Плотность тепловой нагрузки в шести городов, исследованных по программе ESMAP 89
Таблица 4-6 Преимущество невозмещаемых затрат централизованного теплоснабжения в Софии 92
Таблица 4-7 Сравнение вариантов теплоснабжения. Исследование шести городов по программе ESMAP 94
Таблица 4-8 Влияние инвестиций со стороны нагрузки, система ЦТ в г. София 95
Таблица 4-9 Экономическая стоимость тепловой энергии и счет за тепловую энергию, на одно жилище 99

Таблица 4-10 Энергетический/экологический КПД различных технологий теплоснабжения (в %) 103
Таблица 4-11 Выбросы загрязняющих веществ на отпущенные Гкал, по типам технологии теплоснабжения 105
Таблица 4-12 Экономическая стоимость выбросов в ЦВЕ/БСС и ЕС 105
Таблица 5-1 Структура ответственности за теплоснабжение и тепловую нагрузку 113
Таблица 5-2 Тепловые затраты на учет тепла и индивидуальные приборы учета в квартирах 128
Таблица 5-3 Покрытие затрат на энергию в жилом секторе (в %) 131
Таблица 6-1 Сравнение экономии энергии в системе ЦТ в ЦВЕ/БСС и Западной Европе 152
Таблица. А-1 ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ ВСЕМИРНОГО БАНКА В СЕКТОРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 169
Таблица D-1 Производственные показатели систем распределения ЦТ 200
Таблица Е-1 Меры на стороне нагрузки (Источник: ESMAP Исследование на примере г. Оренбурга) 209
Таблица F-1 Оценка экономической стоимости природного газа на въезде в город, июль 1996 г. 214
Табл. F-2 Экономические издержки производство угля, электроэнергии и мазута в СВЕ / БСС 216
Табл. F- 3 Разница в стоимости производства тепловой энергии: 217
Табл. F- 4 Разница в стоимости производства тепловой энергии: 218

Рисунки

Рис. 3-1 Схема типичной системы централизованного отопления в ЦВЕ/БСС 37
Рис. 4-1 Сравнение централизованного теплоснабжения с внутридомовыми котлами: стоимостное преимущество на уровне агрегатов 87
Рис. 4-2 Кривые отбора вариантов теплоснабжения 90
Рис. 4-3 Оренбург: годовые затраты на тепло на одно жилище, включая и исключая затраты на охрану окружающей среды 107
Рис. 4-4 Вроцлав: годовые затраты на тепло на одно жилище, включая и исключая затраты на охрану окружающей среды 107
Рис. 6-1 Организационная структура компании ЦТ 165
Рис. В-1 Потери тепла в системе централизованного теплоснабжения г. Тимишоара, 1995 г. 181
Рис. С-1 Энергетический баланс раздельного и комбинированного производства электрической и тепловой энергии (для твердых видов топлива) 187
Рис. D-1 Прямое соединение ЦТ с гидроэлеватором, подающим смешанную подводящую и обратную воду для в последовательно соединенные радиаторы 195
Рис. D-2 Косвенное подключение ЦТ (к радиаторам, соединенным параллельно). 195
Рис. F-1 Теплонапряженность и архитектура сети 220
Рис. F-2 Инвестиционные затраты и теплопотери как функция от диаметра трубы 220
Рис. F-3 Напряженность нагрузки и инвестиционные затраты в централизованном теплоснабжении 221

Рис. F-4 Оренбург: Общегодовые затраты на тепловую энергию на жилище с учетом и без затрат на охрану окружающей среды 223
Рис. F-5 Вроцлав: Общегодовые затраты на тепловую энергию на жилище с учетом и без затрат на охрану окружающей среды 223

Предисловие

Всемирный Банк, так же как и другие международные и двусторонние институты развития являются важными источниками финансирования инвестиций в модернизацию сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС. Настоящий отчет ставит целью привести все эти инвестиции под общий контекст реструктуризации сектора. Он основан на проекте ESMAP "Повышение эффективности систем теплоснабжения в ЦВЕ/БСС", а также на огромном опыте работы в сфере централизованного теплоснабжения (ЦТ) как в Западной Европе, так и в ЦВЕ/БСС.

ESMAP оказал финансовую поддержку настоящему исследованию с целью изучения следующих аспектов:

- Какие факторы определяют выбор экономически предпочтительных вариантов теплоснабжения из ряда альтернатив?
- При каких обстоятельствах ЦТ, децентрализованное теплоснабжение природным газом или другая альтернатива становятся предпочтительным вариантом?
- Как институциональная среда должна измениться с тем, чтобы способствовать экономичной системе предложения тепловой энергии и спроса на нее?
- Как предпочтительный вариант можно реализовать, если страны ЦВЕ/БСС находятся на переходном этапе?

Чтобы ответить на эти вопросы были проведены исследования на примерах ситуации, сложившейся с теплоснабжением в шести городах ЦВЕ/БСС в 1996 г.: в Днепропетровске (Украина), в Каунасе (Литва), в Оренбурге (России), в Софии (Болгария), в Тимишоаре (Румыния) и во Вроцлаве (Польша). Во всех шести городах ЦТ является доминирующей технологией теплоснабжения.

В исследованиях шести городов использовали одинаковую методологию, которая делала упор на анализ объема замены одного вида топлива другим, выбирая между ЦТ и альтернативами, такими как внутридомовые или квартирные котлы с использованием природного газа. Вопрос конкуренции между видами топлива, по всей видимости, недостаточным образом решается во многих технико-экономических обоснованиях (ТЭО) систем ЦТ, которые были выполнены ранее. Методология также подчеркнула важность выявления институциональных и политических изменений, которые требуются для обеспечения соответствующей среды для экономичной системы предложения тепловой энергии и спроса на нее.

В настоящем отчете обобщаются основные факты по изучаемым примерам и освещаются ключевые вопросы, с которыми сталкиваются процесс модернизации систем ЦТ, коммерциализация компаний в секторе теплоснабжения и требования политических изменений. В нем представлены примеры наилучшей практики при проведении реформ в ЦВЕ/БСС и инвестициях, направленных на повышение эффективности теплоснабжения.

Данный отчет ставит целью оказание помощи (1) сотрудникам Всемирного Банка при подготовке и реализации проектов ЦТ; (2) политикам и планирующим органам в ЦВЕ/БСС, которые занимаются проблемами реструктуризации сектора теплоснабжения и (3) консультантам при подготовке технико-экономических обоснований по инвестициям в секторе теплоснабжения.

Выражение признательности

Настоящий отчет был подготовлен Анке Майер и Вольфгангом Мостертом. Работа проходила под руководством Виллема Флора и при участии Анри Боссана, Бернда Калькума и Питера Кваака, которые были частью основной команды, реализовавшей проект ESMAP. Разделы по реконструкции с целью повышения энергосбережения в зданиях основаны на работе Эрика Мартино для Всемирного Банка. Мы благодарим наших коллег в Банке и за его пределами за их сотрудничество во время продолжительного периода подготовки настоящего отчета, в частности, Матса Андерссона, Пентти Аро, Рашида Бенмессауда, Джона Бесант-Джонса, Хэнка Буса, Витольда Черубина, Льва Фрайнкмана, Джо Гиллинга, Каролин Гошенур, Марка Хайтнера, Маурица Хенкеманса, Торда Хольмстрома, Павла Камински, Доминика Лальмана, Ласло Ловеи, Саймон Майнет, Джима Муза, Мантаса Ноциуса, Арто Нуоркиви, Эрика Петерсона, Ионут Пурица, Ли Шиппера, Константина Скорика, Гэри Стаггинса, Йоси Утимуру, Пегги Уильсон и Салмана Захеера.

Настоящий отчет основан на результатах исследований шести городов, предпринятых группами консультантов из MVV/Sofregaz, Stork Comprimo и Tebodin/ECN/ENECO. Мы благодарны государственным органам шести городов, в которых проводились исследования, а также правительствам соответствующих стран за оказанную ими поддержку. Работа осуществлялась при финансовой поддержке Министерства экономических дел Нидерландов, программы THERMIE Комиссии Европейского Союза и банка "Кредитанштальт фюр Видерауфбау", на основе рекомендаций многих специалистов по теплоснабжению в Восточной и Западной Европе, а также институтов развития. Без этой поддержки и рекомендаций проект не смог бы осуществиться.

Сокращения

БСС	бывший Советский Союз
ВПТ	высший показатель теплотворности
ГВКБВ	горячая вода для коммунально-бытового водоснабжения
ЕБРР	Европейский банк реконструкции и развития (Европейский банк)
ЕИБ	Европейский инвестиционный банк
ЕС	Европейский Союз
ЗООС	Затраты на охрану окружающей среды
КОЭУ	Компания по оказанию энергетических услуг
КПТЭ	Комбинированное производство тепловой и электрической энергии
КТР	клапан термостата радиатора
ЛДТ	легкое дистиллятное топливо (масло для теплоснабжения коммунально-бытового назначения)
МБРР (ВБ)	Международный банк реконструкции и развития (Всемирный Банк)
МСН	меры на стороне нагрузки
МФК	Международная финансовая корпорация
НД	низкое давление
НПЭ	независимый производитель электроэнергии
ОК	отопительные котельные
ПИДП	предельные издержки длительного периода
ПЭ	полиэтилен
РЗТЭ	распределитель затрат на тепловую энергию
РОЭ	Регулирующий орган по энергетике
СД	среднее давление
СЦТ	система централизованного теплоснабжения
ТТМ	тяжелое топочное масло (мазут)
ТЧ	твердые частицы
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
ЦВЕ	Центральная и Восточная Европа
ЦТ	централизованное теплоснабжение
ЧТС	чистая текущая стоимость
ЧУИ	частное участие в инфраструктуре
ЭТ	эксплуатация и техобслуживание

Единицы измерения

БТЕ	Британская тепловая единица
Гкал	гигакалория (один миллион килокалорий)
ГДж	гигаджоуль (одна тысяча мегаджоулей)
кДж	килоджоуль
кВт.ч	киловатт. час
МВт.ч	мегаватт. час
МЭ	мегаватт электрический
МТ	мегаватт термальный
ТСУ	тонны стандартного угля
ТДж	тераджоуль

Перевод энергетических единиц

1 БТЕ	= 1,05506 кДж
1 Гкал	= 1,16 МВт.ч= 4,19 ГДж= 1,75 паровые тонны /час
1 ГДж	= 0,278 МВт.ч= 0,239 Гкал = 0,42 паровые тонны /час
1 МВт	= 0,86 Гкал = 3,6 ГДж= 1,52 паровые тонны /час
1 m^3 природный газ	= 8,5 Мкал (низший предел теплотворности) = 35,86 МДж = 9,88 КВт.ч
1 ТСУ	= 7 Гкал = 29,3 ГДж= 8,15 МВт.ч

Валютные эквиваленты

Курсы валют по отношению к 1 доллару США (средний за период):

	Болгария (лев)	Литва (лит)	Польша (злотый)	Румыния (лей)	Россия (рубль)	Украина (гривна)
Средний за 1996 г.	178	4,0	2,70	3 084	5 067	1,83
Средний за 1999 г.	1,84	4,0	3,97	15 333	24,62	4,13

Исполнительное резюме

Введение

Теплоснабжение является жизненной энергетической услугой в странах Центральной и Восточной Европы и бывшего Советского Союза. В большинстве этих стран ЦТ является основным источником тепла для городского, жилищного, общественного и коммерческого секторов, а также важным источником для промышленного использования тепла. В более крупных городах ЦТ может поставлять тепло и горячую воду для коммунально-бытового водоснабжения почти в 90 % жилых и коммерческих зданий.

Крупные централизованные системы ЦТ стали популярны в 50-х годах как средство для улучшения всеобщего энергетического баланса благодаря использованию тепла топочных газов, образующихся при выработке электроэнергии. Тепловые нагрузки предоставляли возможность эксплуатации преимуществ комбинированного производства электроэнергии и тепла. КПД электростанции с комбинированным производством может достигать 90 % и более. Такое комбинированное производство тепловой энергии и электрической (ТЭЦ) предлагает существенные выгоды по сравнению с типичным КПД при выработке электроэнергии примерно в 35 % на тепловых конденсационных электростанциях и при отдельном производстве тепла отопительными котельными.

В странах ЦВЕ/БСС преимущество ТЭЦ были реализованы лишь на скромном уровне, несмотря на имеющийся потенциал ЦТ. Как правило, только небольшая часть энергоснабжения в общенациональном масштабе производится на ТЭЦ. Наряду с отсутствием техобслуживания и финансирования технологического усовершенствования, система ЦТ и подключенные здания в ЦВЕ/БСС стали скорее символами растраты энергии, чем энергетической эффективности. Потребители не могут контролировать потребление тепла, и реагирует на перегрев, открывая окна, даже зимой. В результате высокие издержки систем ЦТ стали явными в начале 90-х годов, когда цены на первичные энергоносители в этих странах выросли до уровней мировых рынков. Вследствие этого, затраты на тепловую энергию стали составлять значительные пропорции от доходов семьи и муниципальных бюджетов. Вдобавок, во многих городах производственные мощности ЦТ вместе с другими формами индивидуального отопления приводят к загрязнению воздуха и серьезно влияют на здоровье городских жителей.

Всемирный Банк, так же как и другие международные и двусторонние институты развития, является важным источником финансирования инвестиций в модернизацию сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС. Настоящий отчет ставит целью привести все эти инвестиции под общий контекст реструктуризации сектора. Он основан на проекте ESMAP "Повышение эффективности систем теплоснабжения в ЦВЕ/БСС" а также на огромном опыте работы в сфере централизованного теплоснабжения (ЦТ) как в Западной Европе, так и в ЦВЕ/БСС.

ESMAP оказал финансовую поддержку настоящему исследованию с целью изучения следующих аспектов:

- Какие факторы определяют выбор экономически предпочтительного варианта теплоснабжения из ряда альтернатив?
- При каких обстоятельствах ЦТ, децентрализованное теплоснабжение природным газом или другая альтернатива становятся предпочтительным вариантом?
- Как институциональная среда должна измениться с тем, чтобы способствовать снижению затрат в системе предложения тепловой энергии и спроса на нее?
- Как предпочтительный вариант можно реализовать, если страны ЦВЕ/БСС находятся на переходном этапе?

Из-за того, что решение проблем теплоснабжения во многом зависит от местных условий, и ответы на вышеупомянутые вопросы могут быть в основном связаны с ситуацией на месте, было решено организовать подготовку отчета на ряде исследований в сфере выработки и доставки тепловой энергии.

Эти исследования были проведены на примерах ситуации с теплоснабжением, сложившейся в шести городах ЦВЕ/БСС в 1996 г.: в Днепропетровске (Украина), в Каунасе (Литва), в Оренбурге (России), в София (Болгария), в Тимишоаре (Румыния) и во Вроцлаве (Польша). Во всех шести городах ЦТ является доминирующей технологией для теплоснабжения.

В исследованиях шести городов была использована одинаковая методология, которая делала упор на анализ объема замены одного вида топлива другим, выбирая между ЦТ и альтернативами, такими как внутридомовые и квартирные котлы, использующих природный газ. Вопрос конкуренции между видами топлива, по всей видимости, недостаточным образом решался во многих технико-экономических обоснованиях (ТЭО) систем ЦТ, которые были выполнены ранее. Также рассматривалось воздействие инвестирования в меры по повышению энергетического КПД в зданиях и четкая оценка воздействия на окружающую среду систем теплоснабжения. Методология также делала упор на выявление институциональных и политических изменений, которые требуются для обеспечения более экономичной системы предложения тепловой энергии и спроса на нее. Конкретные случаи базировались на том предположении, что варианты теплоснабжения обеспечивают оказание одинакового уровня услуг теплоснабжения, т. е. Температуры на уровне 18 ^{0}C во всем здании, хотя даже это может привести к счетам за оплату тепла, которые находятся за пределами платежеспособности многих семей особенно в странах БСС в ближайшей и среднесрочной перспективе.

Инвестиционные требования в секторе теплоснабжения

Реконструкция и модернизация инфраструктуры ЦТ в ЦВЕ/БСС обойдутся очень дорого из-за плачевного состояния инфраструктуры. Самые серьезные проблемы существуют обычно во вторичной сети распределения, которая соединяет центральные теплопункты со зданиями? и которыми обычно владеют муниципальные

теплоснабжающие организации. Со стороны выработки ЦТ, инвестиции требуются для объединения многих мелких неэффективных отопительных котельных (ОК), которые поставляют тепло отдельным сетям по высокой стоимости и зачастую имеют отрицательное воздействие на окружающую среду. Усовершенствование существующих ТЭЦ, включая оборудование по борьбе с выбросами, и обеспечение дополнительных мощностей ТЭЦ являются необходимыми мерами для ЦТ, чтобы выжить в условиях конкуренции с более децентрализованными системами.

По сравнению с ЦТ, инвестиции в инфраструктуру природного газа обходятся не так дорого. Для того чтобы удовлетворить растущий спрос, например на отопление, поставки газа часто можно увеличить путем усовершенствования существующей сети низкого давления, доведя ее до среднего давления. Дороже обойдется установка газовых приборов таких, как внутридомовые или квартирные котлы.

Существенные инвестиции требуются в сектор зданий, где многие из требуемых мер не зависят от источника тепла. Часто возможно осуществление мер по повышению энергетического КПД с низкими затратами, которые снижают энергопотребление и вследствие этого потребность в инвестициях для выработки и передачи/распределения тепла.

Требуется принять ряд инвестиционных мер, как со стороны подачи, так и на стороне нагрузки (приборы учета, автоматизация и регулирующие приборы). Вместе с выписыванием счета на основе потребления эти инвестиции послужат для перехода традиционной системы ЦТ, где источник тепла фактически регулирует тепловую нагрузку, к гибкой системе, при которой потребители могут оказывать влияние в соответствии со своими желаниями и финансовыми возможностями.

Конкурентоспособность централизованного теплоснабжения

В зависимости от местных и общенациональных обстоятельств вариант теплоснабжения с наименьшими затратами мог бы основываться на ЦТ или носить более децентрализованный характер, например в виде внутридомовых котлов, работающих на газе. Конкурентоспособность ЦТ означает его способность вырабатывать тепло с меньшими издержками, чем при использование отдельных котлов. И наоборот, стоимость транспорта тепла потребителям снижает конкурентоспособность ЦТ. Таким образом, объем тепла, вырабатываемого при комбинированном производстве, и напряженность тепловой нагрузки является критическими факторами, которые следует иметь в виду при принятии инвестиционных решений.

Конкретные примеры показали, что на основе экономической стоимости газа в каждом городе и, предполагая оплату в 0,04 долл. США/кВт.ч за выработанную электроэнергию на ТЭЦ, тепло может вырабатываться при средней экономической стоимости 9 долл. США/Гкал (ТЭЦ) и 23 долл. США/Гкал (внутридомовые котлы). Чтобы ЦТ было конкурентоспособным, экономическая стоимость распределения тепла (включая потери при распределении) должна быть в среднем ниже 14 долл. США/Гкал. Эти средние скрывают существенные местные различия в "допустимых" затратах на

распределение тепла, начиная от 11 долл. США (Оренбург), и кончая 20 долл. США (Вроцлав). Таким образом, если сеть теплоснабжения требует достаточных инвестиций для реконструкции или если тепловая нагрузка довольно низка, низкие затраты на выработку тепла могут быть недостаточными, чтобы сделать ЦТ конкурентоспособными.

Конкретные примеры подтвердили общее преимущество существующих систем ЦТ в густонаселенных районах при подаче тепла от комбинированных производств по сравнению с инвестициями в новые внутридомовые котлы. Однако как видно из примера Оренбурга при комбинированном производстве должен быть достигнут высокий уровень экономии топлива; в противном случае преимущество останется за внутридомовыми котлами. Если ТЭЦ может получить достаточно хорошую цену для своей продукции, особенно для электроэнергии, это будет благоприятствовать ЦТ. Во многих странах ЦВЕ/БСС, однако существующие излишки подаваемой электроэнергии ведут к ее низкой экономической стоимости, что обычно снижает доход от продажи электроэнергии, оставляя больше издержек, которые надо покрыть за счет тепла.

- В **Оренбурге** предпочтительным вариантом теплоснабжения стали внутридомовые котлы; ЦТ стояло только на третьем месте после квартирных отопительных устройств, работающих на газе. Решающим фактором была низкая экономическая стоимость природного газа в сочетании с низкими предельными затратами длительного периода на электроэнергию. Оренбург расположен в центре крупного месторождения природного газа, что из-за расстояний ведет к сравнительно высоким затратам на транспорт газа до границ стран, импортирующих его. Это снижает чистую обратную стоимость природного газа до 45 долл. США за 1000 куб. (цена экспорта минус стоимость транспорта). Поскольку экономическое преимущество ЦТ зависит от величины экономии топлива при производстве на ТЭЦ по сравнению с потреблением отдельных котлов, низкая величина этой экономии подрывает ее экономическую привлекательность. Предельные затраты длительного периода на электроэнергию ниже из-за существующего избытка мощностей в российской энергосистеме и из-за низкой расчетной экономической величины использования природного газа при производстве электроэнергии. Избыток дешевой электроэнергии ведет к низким оптовым тарифам за нее, так что тепло должно покрывать большую часть затрат производства ТЭЦ. Еще одним недостатком ТЭЦ является сравнительно высокая стоимость инвестиций требуемых для замещения вторичной системы распределения системой внутридомовых теплопунктов.
- В **Тимишоаре** важным фактом, который делает ЦТ неконкурентоспособным, является отсутствие старых мощностей ТЭЦ и высокая стоимость новых. Чтобы создать ЦТ на базе новой ТЭЦ экономически жизнеспособным, ТЭЦ должно будет получать 0,06 долл. США /квт.ч - цену, которая на 50 % выше, чем стоимость производства электроэнергии на современных установках комбинированного цикла, работающих на газе. Внутридомовые котлы требуют более низких затрат на отопление, хотя вторичная сеть газораспределения

потребует существенных инвестиций, потому что она не имеет мощностей и возможностей для покрытия более высокой тепловой нагрузки.

- Во **Вроцлаве** несколько факторов в совокупности делают ЦТ конкурентоспособным. Имеется сравнительно эффективное и низкозатратное теплоснабжение при комбинированном производстве. Оно вместе с сетью ЦТ, которое находится в достаточно хорошем состоянии, таким образом требуя меньше инвестиций на модернизацию, делает ЦТ экономически предпочтительным вариантом теплоснабжения. Те же самые обстоятельства существуют в **Софии,** хотя как отрицательные, так и положительные аспекты здесь менее выражены, чем во Вроцлаве.
- В **Каунасе,** как и в **Днепропетровске,** как показали исследования, не было какого-либо варианта теплоснабжения, которому можно было бы отдать явное предпочтение по сравнению с другими. В Каунасе вариант модернизации теплосетей с подключением к современной крупномасштабной ТЭЦ приведет к минимально низким на единицу тепла затратам, чем при следующем наилучшем варианте, т.е. при внутридомовых котлах, работающих на газе. В Днепропетровске затраты на единицу тепла несколько ниже для современной системы ЦТ, обслуживаемой современной ТЭЦ, чем при других вариантах. Несколько удивительно то, что экономические затраты на тепло в Днепропетровске являются самыми низкими среди всех шести городов, хотя экономическая стоимость газа - основного топлива - находится где-то посередине и лишь ненамного ниже, чем в Каунасе.
- Недостаток ЦТ в Каунасе состоит в отсутствии спроса на вырабатываемую электроэнергию ТЭЦ из-за очень дешевой и электроэнергии, вырабатываемой в большом количестве на Игналинской атомной электростанции. Только часть города Днепропетровска снабжается теплом от ТЭЦ. Среди шести городов теплонапряженность в Каунасе является наиболее высокой после Софии. Состояние сетей в Каунасе и Днепропетровске выглядит одинаково, и потери составляют примерно 25 % во вторичной четырехтрубной системе. Здесь, как и в Оренбурге, более дифференцированный подход к тем районам города, которые отличаются по своим характеристикам, привел бы к различным вариантам теплоснабжения для них.

Внутридомовые котлы, работающие на природном газе, являются основным конкурентом для ЦТ. Несмотря на свои явные преимущества с точки зрения гибкости для конечного потребителя, более децентрализованные системы, такие как газовые нагреватели или квартирные котлы, не являются жизнеспособной альтернативой, когда ощущается необходимость замены систем теплоснабжения в существующих многоквартирных зданиях. Затраты очень высоки и может проявиться серьезное отрицательное воздействие на окружающую среду. Более того, реализация перехода на индивидуальное отопление было бы очень затруднительным, поскольку все семьи в многоэтажном здании должны будут принимать решения вместе и нести значительные инвестиционные затраты.

Такой вывод предполагает, что семьи способны и желают платить за качество и количество тепла, обычно поставляемого современной системой теплоснабжения. Тем не менее, в некоторых странах БСС доходы семей в среднем очень низки и останутся слишком низкими еще многие годы, чтобы позволить семьям платить за услуги теплоснабжения по обогреву всего жилища, скажем до 20 ^{0}C в течение всего отопительного сезона. Здесь низкозатратные альтернативы, которые в финансовом и экологическом плане являются устойчивыми, должны быть определены, а их осуществление поддержано.

Необходимость политических изменений и реструктуризация энергетических компаний

Высокие затраты на теплоснабжение, как в абсолютных выражениях, так и относительно качества теплоснабжения, могут быть в будущем сокращены в результате обеспечения дополнительных средств для реконструкции системы и модернизации теплоснабжения системы ЦТ или путем инвестиций в более децентрализованные решения или оборудование потребителей. Однако для обеспечения максимальных выгод от таких инвестиций и чтобы эти выгоды оказались продолжительными, необходим ряд других действий на институциональном и политическом уровнях и на уровне предприятия. Многие страны, особенно в ЦВЕ, уже приняли важные шаги в отношение реализации необходимых мер.

Эффективная макроэкономическая и отраслевая структура может создать здоровую конкуренцию и установить правила для осуществления необходимых тарифных реформ.

Коммерциализация предприятий в секторе теплоснабжения является обязательной для более низкозатратной системы теплоснабжения. В ЦВЕ/БСС этот сектор отстает от других энергетических секторов из-за очевидных причин технической неэффективности, отсутствия подходящих инвесторов и опасности политического вмешательства в хозяйственные решения. Промежуточным решением является акционирование и реструктуризация теплоснабжающих предприятий, отчуждение функций, которые не связаны напрямую с основной деятельностью или которые на конкурентной основе может обеспечить частный сектор, внедрение строгой отчетности за прибылями и финансовой дисциплины (как в ближайшей, так и долгосрочной перспективе) для управляющего звена и работников. Коммерчески ориентированный сектор теплоснабжения смог бы привлечь финансирование либо в форме коммерческих займов, либо через участие частного сектора.

Любые попытки реструктуризации энергетических секторов указанных стран должны принимать в расчет **взаимодействие между сектором электроэнергетики и теплоэнергетики**. Работа ТЭЦ и собственность на мощности теплопередачи со стороны электроэнергетических компаний создает тесные связи между ЦТ и сектором электроэнергетики во многих крупных городах. Интеграция секторов электроэнергетики и теплоэнергетики, что существовала в странах ЦВЕ/БСС в условиях централизованного планирования, развалилась, когда специализированные

ТЭЦ и теплосети были выведены и отданы различным хозяевам. В краткосрочной перспективе, нарождающаяся **конкуренция** за наиболее рентабельных потребителей ЦТ со стороны коммунальных газораспределительных предприятий и производителей газовых приборов может подставить под удар жизнеспособные системы ЦТ, если сектор электроэнергетики будет продолжать получать все выгоды от комбинированного производства. Для удовлетворения интересов обоих секторов существует два решения:

1. Если собственность на ТЭЦ передается муниципальным предприятиям ЦТ, регулирование может быть ограниченно лишь одним аспектом - обеспечением ТЭЦ недискриминационным или льготным доступом к продаже своей электроэнергетической продукции государственной энергосистеме.
2. Если собственность на ТЭЦ останется в руках энергетических компаний, регулирующие органы должны будут определить правила для установления цен на электроэнергию и тепло, поступающие от ТЭЦ для того, чтобы оба продукта ТЭЦ - электроэнергия и тепло - могли быть конкурентоспособными на своих соответствующих рынках.

Соображения социального равенства обычно благоприятствуют **совместному использованию выгод совместного производства** между потребителями электроэнергии (все граждане) и потребителями тепловой энергии (меньшинство). Соображения политического характера в области энергетики/экологии обычно ведут к распределению большей части выгод от экономии в пользу ЦТ с целью содействия использованию энергосберегающего комбинированного производства.

Опыт западноевропейских стран показывает, что специального **регулирования** сектора ЦТ не требуется. В то время как передача и распределение ЦТ обладает характеристиками естественной монополии, конкурирующие поставщики альтернативных видов топлива и систем отопления не зависят от доступа к системе распределения ЦТ. В нескольких странах ЦВЕ/БСС такая конкуренция на рынке тепловой энергии начинает показывать свою эффективность. Промышленные потребители все в большей степени отключаются от ЦТ и устанавливают свои собственные источники теплоснабжения. Со временем отключатся и другие группы потребителей. В настоящее время и в переходный период финансовые барьеры и отсутствие доступа к альтернативным системам отопления будут удерживать потребителей в жилищном секторе от переключения, таким образом мешая рыночным силам рационализировать неконкурентоспособные системы теплоснабжения без ненужных затрат. Это потребует эффективного регулирования, особенно в области розничного ценообразования в момент, когда еще недоступны альтернативные системы теплоснабжения или им мешает эффективно конкурировать старая нормативно-правовая база.

В то же самое время, **планирование теплоснабжения** является инструментом для содействия повышению эффективности при распределении скудных ресурсов путем создания исходной структуры для принятия инвестиционных решений в отношении

местных рынков теплоснабжения. Компании ЦТ должны знать, какие участки сети ЦТ являются экономически нежизнеспособными для того, чтобы избежать долгосрочного инвестирования в эти участки. Газораспределительные компании должны знать, на каких участках зон обслуживания им нужно начать усовершенствовать свои газораспределительные системы, чтобы удовлетворить спрос со стороны внутридомовых газовых котлов. План по тепловой энергии, разработанный совместно всеми заинтересованными сторонами, действующими в секторе местного теплоснабжения, ускорил бы принятие решений со стороны энергоснабжающих компаний и потребителей. Поэтому хотя государственное планирование экономических мероприятий уже не в моде в странах ЦВЕ/БСС, признается необходимость подготовки интегрированных генеральных планов по теплоснабжению. Планирование теплоснабжения могло бы таким образом обеспечить механизм, который помог бы потенциальным инвесторам в новые генерирующие мощности узнать о существующих тепловых нагрузках. Это в свою очередь послужило бы основой для мощностей ТЭЦ в деле снижения затрат на топливо и его импорт, а также снижения выбросов CO_2. Путем проведения убедительного анализа существующего и будущего спроса на тепло и всей системы ЦТ, планирование теплоснабжения также оптимизировало бы всю систему, включая сторону потребления.

По сравнению с большинством других систем теплоснабжения, ЦТ обычно улучшает **топливную безопасность** страны, т. к. большая часть теплогенераторных установок способна работать на двух видах топлива. Такая гибкость в отношении топлива особенно важна в странах, которые сильно зависят от импорта топлива. Это преимущество ЦТ, скажем, над системой, использующей газ, в экономическом анализе не охватывается. Однако его можно включить в политическую структуру энергетического сектора путем, например, установления дифференцированных налогов и обязательных норм для развития энергетических систем, которые улучшат топливную безопасность.

Серьезные барьеры мешают реализации огромного **потенциала повышения энергетического КПД на стороне нагрузки** в области теплоснабжения, особенно в зданиях, подключенных к ЦТ. Две из наиболее важных мер, которые следует использовать для преодоления этих барьеров, являются (1) формирование и обучение ассоциаций домовладельцев, которые должны принимать решения об инвестициях в места общего пользования и (2) предоставление этим ассоциациям и отдельным семьям доступ к финансированию.

Эффективное планирование теплоснабжения, а также решения об эффективных в отношении низкозатратных инвестиций на стороне нагрузки и предложения, должны базироваться на **ценах**, которые дают реальную информацию и выравнивают игровое поле для заинтересованных сторон на рынках теплоснабжения. Имеется единодушие по основным принципам политики в области тарифов на электроэнергию:

- Тариф для каждой группы потребителей должен отражать полную стоимость подачи;

- Следует избегать перекрестного субсидирования между основными категориями потребителей;
- Оплата должна основываться на замеренном потреблении.

Реформа цен вместе с инвестициями в модернизацию ЦТ и внедрение приборов учета и регулирования на уровне конечного потребителя преобразует прежде негибкие системы ЦТ в такие, на которые потребители могут оказывать влияние, в соответствии со своими желаниями и финансовыми возможностями.

Требования на переходном этапе

Реструктуризированная, модернизированная и эффективная система теплоснабжения и спроса не может быть создана за один день. Ряд экономических, финансовых и институциональных преград мешают рационализации теплоснабжения в странах ЦВЕ/БСС. Сюда относятся:

- Высокая стоимость производства и ограниченная платежеспособность потребителей ЦТ усугубляются сочетанием тарифов, которые не покрывают затраты, и задолженности со стороны потребителей.
- ТЭО показывают существенный объем для инвестиций, снижающих затраты, которые могли бы сузить разрыв между уровнем тарифа, полностью покрывающего затраты, и средней платежеспособностью потребителя. Но реализация инвестиций зачастую блокируется отсутствием финансов и недостаточно развитой макроэкономической и отраслевой структурой.
- Весьма рентабельные инвестиции могли быть произведены в сторону потребления, которые еще больше снизят суммы счетов семьи за оплату теплоснабжения. Но такие инвестиции тормозятся из-за нерешенных вопросов в отношении собственности на жилье, ответственности за произведение необходимых инвестиций в здания и установление институциональных механизмов для инициирования таких инвестиций.

Начальным пунктом для достижения большей эффективности теплоснабжения является разрыв тесных связей, существующих между муниципальными предприятиями ЦТ и муниципальной политикой. Первым шагом для того, чтобы придать ЦТ коммерческий характер является открытие счетов для предприятий ЦТ, отдельных от счетов городских властей. Предприятия ЦТ нуждаются в реструктуризации путем отделения функций, которые не связаны напрямую с основной деятельностью или которыми может заняться частный сектор на конкурентной основе. Коммерциализация может пройти легче, если предприятие ЦТ организовано в виде акционерного общества с коммерческим характером деятельности и счетами. Однако легкость преобразования зависит от законодательства страны о приватизации и его реализации на местах. В любом случае, коммерчески ориентированное руководство должно принять строгие меры для решения вопросов задолженности сектора теплоснабжения как кредиторской, так и дебиторской.

Для последующих шагов не предвидятся простые решения. Но ряд мер может улучшить ситуацию.

Будет необходимо найти равновесие в переходном периоде между, с одной стороны, тарифами которые полностью покрывают затраты (допускающие скромный уровень самофинансирования инвестиций в реконструкцию), а с другой стороны, проблемами, связанными с доступностью, которые усложняются резко растущими тарифами. Снижение налогового бремени новых предприятий ЦТ через такие меры как ускоренная амортизация и списание безнадежных долгов должно помочь достигнуть этой цели.

Существующая дискриминация в отношение производства тепловой энергии на ТЭЦ в форме тарифных правил, которые переносят преимущества полных комбинированных издержек на тариф на электроэнергию, должны быть заменены на более справедливый подход к тепловой и электрической энергии. Нужно руководствоваться такими принципами, по которым как тепловая, так и электрическая энергия конкурирует на своих соответствующих рынках, а выгоды комбинированного производства должны распределяться справедливо. Таким образом, следует провести исследования по каждой ТЭЦ в отношение того, чтобы большая часть преимущества от комбинированных затрат перешла на сектор теплоснабжения, на период в несколько лет для облегчения финансирования требуемых крупных инвестиций в модернизацию.

В большинстве стран ЦВЕ/БСС осуществляется переход от ценовых субсидий на энергию к социальным субсидиям. Там, где субсидии социально оправданы, т.е. для семей с низкими доходами, они должны компенсировать увеличение затрат, связанных с жильем. Выплаты семьям за счета по теплоснабжению и сопутствующие выплаты субсидий городскими властями должны напрямую производиться предприятию ЦТ во избежание участия таких посредников как жилищные кооперативы.

Счета семей и других потребителей ЦТ за тепловую энергию могли быть существенно снижены, если здания сами были бы энергосберегающими, а потребители имели бы стимул для использования меньшего количества тепла. Некоторые меры на стороне нагрузки весьма эффективны, и имеют высокую норму прибыли, но редко реализуются из-за институциональных и финансовых барьеров. До тех пор, пока жильцы и владельцы домов не будут иметь средств и организационную структуру для инвестирования в меры на стороне нагрузки, предприятие ЦТ будет вторым наилучшим вариантом для реализации таких базовых мер, которые обеспечат повышение качества теплоснабжения здания. Это затем позволило бы предприятию ЦТ существенно снизить инвестиции в систему из-за сниженной потребности в мощностях. Затраты могли бы быть возмещены потребителем за счет месячных выплат в течение нескольких лет. Общий счет за тепло энергию из-за экономии не увеличится. Если оборудование станет собственностью потребителей только после того, как предприятие ЦТ возместит затраты, предприятие ЦТ смогло бы амортизировать инвестиционные затраты.

Вывод

Централизованное теплоснабжение не динозавр, который вскоре исчезнет. Наоборот, модернизированные системы ЦТ, которые управляются в деловой манере, могут обеспечить по конкурентоспособным ценам тепло для потребителей, которые смогут его регулировать, контролировать и оплачивать в соответствие со своим потреблением. Это предполагает, однако, серьезное изучение предприятиями ЦТ существующих систем и проведения модернизации только тех участков, где ЦТ, несомненно, является более экономичной технологией теплоснабжения.

Международные организации, такие как Всемирный Банк, поэтому должны поддержать реконструкцию систем ЦТ и реструктуризацию предприятий ЦТ, когда оно конкурентоспособно и должны поддержать переход на более децентрализованные системы теплоснабжения, когда это является более экономичным решением. Такая стратегия рекомендуется для тех стран, где доходы достаточно высоки, чтобы большинство потребителей смогли полностью оплатить полученное качество и объем услуг. В странах с низкими доходами находящимся на переходном этапе, однако, большинство потребителей в обозримом будущем не будут иметь средств для оплаты ЦТ или услуг по теплоснабжению в таком же объеме и качестве. Здесь роль Всемирного Банка будет заключаться в помощи правительству и местным организациям в деле определения и реализации технических и институциональных решений, которые приведут к более устойчивой инфраструктуре теплоэнергетики в финансовом, социальном и экологическом плане.

1

Введение

1.1 Описание проблемы

Теплоснабжение является жизненно важной энергетической услугой в странах Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ) и бывшего Советского Союза (БСС). В большинстве этих стран ЦТ является основным источником тепла для городского, жилищного, общественного и коммерческого секторов, а также важным источником для промышленного использования тепла. В более крупных городах ЦТ может поставлять тепло и горячую воду для коммунально-бытового водоснабжения почти в 90 % жилых и коммерческих зданий, особенно в густонаселенных районах.

Крупные централизованные системы ЦТ (см. Рамку 1-1) стали популярны в 50-х годах ЦВЕ/БСС как средство для улучшения всеобщего энергетического баланса благодаря использованию тепла топочных газов, образующихся при выработке электроэнергии. Это связало развитие систем ЦТ и использование комбинированного производства с самого начала[1]. Вначале существующие электростанции были переоборудованы для подачи тепла в новые (пригородные) городские районы. Тепло часто транспортировалось на большие расстояния. Позднее были разработаны новые электростанции с комбинированным производством для удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии и тепле. Обычно развитие начиналось со строительства котлов (пар и/или горячая вода). Турбины устанавливались позднее, после сооружения запланированных зданий и достижения общей тепловой нагрузки[2]

Спрос на отопление помещений, горячую воду для коммунально-бытового водоснабжения (ГВКБВ) и технологическое тепло, таким образом дал возможность для эксплуатации преимуществ комбинированного производства электрической и тепловой

---

[1] В Западной Европе развитие ЦТ и использование комбинированного производства оказались стали связанными между собой после первого "нефтяного кризиса" в начале 90-х гг.

[2] Во многих случаях мощности комбинированного производства никогда не создавались из-за отсутствия финансирования. Например, в г. Тимишоара, Румыния.

энергии. КПД установки для комбинированного производства может достигать 90 % и даже более.[3] Такое комбинированное производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ) предлагает существенные выгоды по сравнению с типичной КПД выработки электроэнергии в 35-40 % на термальных конденсационных электростанциях и с отдельным производством тепла отопительными котельными (см. Рис. С-1 в Приложении С).

Рамка 1-1 Что такое централизованное теплоснабжение?

Обычно этот термин описывает систему, подающую тепло, которое вырабатывается централизованно в одном или нескольких местах для неограниченного числа потребителей. Оно распределяется на коммерческой основе посредством распределительной сети с использованием горячей воды или пара в качестве среды. Часто тепло также используется для ГВКБВ и промышленных нужд, например, в качестве технологического тепла. Хотя большинство людей понимают под ЦТ крупные централизованные городские отопительные системы, в статистические данные многих стран также включены очень мелкие отопительные системы. Более того, системы, которые поставляют только пар для промышленных нужд, обычно также называются системами ЦТ. Фактически термин "система ЦТ", как правило, связан с деятельностью соответствующих компаний ЦТ. Такая компания обычно эксплуатирует крупные централизованные сети ЦТ, мелкие изолированные системы отопления для жилых кварталов (поставляя тепло только в небольшое количество зданий) и даже отдельные котлы в отдельных зданиях.

В странах ЦВЕ/БСС выгоды ТЭЦ были реализованы лишь на скромном уровне по сравнению с имеющимся потенциалом ЦТ. Обычно лишь небольшая часть энергоснабжения в национальном масштабе основаны на ТЭЦ, например, в Польше, около 10 %.[4] Наряду с отсутствием техобслуживания и финансирования для проведения технологической модернизации, особенно сетей ЦТ, системы ЦТ и подключенные здания в ЦВЕ/БСС скорее стали символами бесполезных потерь энергии, а не энергетической эффективности. У потребителей, как правило, отсутствует индивидуальные приборы регулирования в квартирах и т.д., и они реагируют на перегрев путем открытия окон, даже зимой. Получающиеся в результате высокие затраты систем ЦТ стали очевидными в начале 1990-х годов, когда цены на первичные энергоносители в этих странах выросли до уровней мировых рынков. Вследствие этого, затраты на тепловую энергию стали составлять значительные пропорции от доходов семьи и муниципальных бюджетов. Во многих городах производственные мощности ЦТ вместе с другими формами индивидуального отопления приводят к загрязнению воздуха и серьезно влияют на здоровье городских жителей

[3] Смотри Табл. 3-2 относительно определения КПД и различных технологий комбинированного производства.

[4] В противоположность этому, в Финляндии 30 % всей электроэнергии вырабатывается на ТЭЦ. Это дает 22 % экономии первичного топлива.

В некоторых странах стала медленно развиваться конкуренция в системах ЦТ, а газовые коммунальные хозяйства и производители газовых приборов стали предлагать крупным поставщикам ЦТ более низкие затраты на тепло благодаря переходу на индивидуальные газовые котлы. Такие тенденции ведут к постановке вопросов относительно будущего сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС и об условиях, при которых ЦТ была бы конкурентоспособной системой теплоснабжения, заслуживающей инвестиции в модернизацию.

1.2 Деятельность Всемирного Банка в секторе теплоснабжения

После первоначального периода финансирования работ по оценке энергетического сектора и других исследований, связанных с проблемами энергетического сектора в ЦВЕ/БСС, и разработки рекомендаций по реформам в энергетическом секторе, такие международные финансовые агентства как Всемирный Банк, Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) все больше финансируют инвестиции в реконструкцию оборудования энергетического сектора. Учитывая важность теплоснабжения в суммарном потреблении энергии и многочисленные проблемы сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС, Всемирный Банк начал в 1991 году производить операции по кредитованию, предоставив свой самый большой до сих пор заем в этом секторе для реализации польского Проекта по реструктуризации теплоснабжения (Гданьск, Гдыня, Краков, и Варшава). Затем последовали проекты с крупными компонентами теплоснабжения в Боснии и Герцеговине, Болгарии, Китае (Пекин) Эстонии, Кыргызской Республике, Латвии (Елгава), Польше (Катовице), Словении и Украине (Киев). Проекты по теплоснабжению находятся на стадии подготовки в Латвии (Рига), Украине (Севастополь) и в нескольких городах России. Вдобавок проекты, которые нацелены на повышение КПД энергопотребления в секторе жилья и общественных зданий в настоящее время осуществляются в Литве и России и готовятся на Украине. Краткое описание этих проектов См. Табл. А-1 в Приложении А.

В целом сумма займов под проекты Всемирного Банка по теплоснабжению и потреблению, которые осуществляются в настоящее время, составляют 1100 млн. долл. США[5] и проекты на общую сумму 800 млн. долл. США находятся на стадии подготовки. Еще слишком рано для количественной оценки выгод большинства проектов, находящихся на стадии осуществления. Однако проекты в Латвии и Польше продвинулись настолько, что можно говорить о существенном улучшении технической и коммерческой эффективности (См. Рамки А-1а и А-1b в Приложении А).

Все проекты на стадии реализации, которые затрагивают инвестиции в теплоснабжение, связаны с реконструкцией и модернизацией систем ЦТ. Проект, который в настоящее время готовится в Севастополе, является первым и единственным

[5] Согласно "Профилю деятельности Всемирного Банка в энергетическом секторе в Восточной Европе и Центральной Азии " (апрель 1998 г.) Банк осуществляет 45 проектов в энергетическом секторе в Восточной Европе и Центральной Азии на общую сумму 4,9 млрд. долл. США в виде кредитов. Семь из этих проектов относятся к подсектору централизованного теплоснабжения / повышения энергетического КПД и оцениваются на сумму 439 млн. долл. США. Более подробные данные приведены в Табл. А-1 в Приложении А.

проектом, где инвестиции предлагаются в более децентрализованную систему отопления.[111] В первых проектах альтернатива для ЦТ - децентрализованная система теплоснабжения - не оценивалась на фазе подготовки проекта. Во втором поколении проектов проектные компоненты были подвергнуты анализу наименьших издержек. Проект по модернизации киевского ЦТ как раз является тому примером (См. Раздел 4.1.3 в Главе 4).

1.3 Цель настоящего отчета

Всемирный Банк, так же как и другие международные и двусторонние институты развития являются важными источниками финансирования инвестиций в модернизацию сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС. Настоящий отчет ставит целью привести все эти инвестиции под общий контекст реструктуризации сектора. Он основан на проекте ESMAP "Повышение эффективности систем теплоснабжения в ЦВЕ/БСС", а также на огромном опыте работы в сфере ЦТ как в Западной Европе, так и в ЦВЕ/БСС.

ESMAP оказал финансовую поддержку настоящему исследованию с целью изучения следующих аспектов:

- Какие факторы определяют выбор экономически предпочтительного варианта теплоснабжения из ряда альтернатив?
- При каких обстоятельствах ЦТ, децентрализованное теплоснабжение природным газом или другая альтернатива становятся предпочтительным вариантом?
- Как институциональная среда должна измениться с тем, чтобы способствовать экономичной системе предложения тепловой энергии и спроса на нее?
- Как предпочтительный вариант можно реализовать, если страны ЦВЕ/БСС находятся на переходном этапе?

Чтобы ответить на эти вопросы были проведены исследования на примерах ситуации, сложившейся с теплоснабжением в шести городах ЦВЕ/БСС в 1996 г.: в Днепропетровске (Украина), в Каунасе (Литва), в Оренбурге (России), в Софии (Болгария), в Тимишоаре (Румыния) и во Вроцлаве (Польша). Во всех шести городах ЦТ является доминирующей технологией теплоснабжения (см. Табл. 2-1).

---

[6] В Севастополе (Крымский полуостров) первоначально было предложено реконструировать существующую систему ЦТ. Но когда финансовый анализ показал, что даже модернизированная система ЦТ в обозримом будущем не будет жизнеспособной в финансовом отношении в обозримом будущем, заемщик и Банк решили подготовить проект на основе альтернативы, которая заключалась в замене системы ЦТ газовыми котлами, расположенными в подвале или на крыше каждого здания. Основными факторами, указывающими на нежизнеспособность ЦТ в Севастополе, являются короткий отопительный период и сравнительно мягкий климат на Черном море. Напряженность тепловой нагрузки составляет только 0,86 Гкал в час на 1 километр сети ЦТ, а продолжительность пиковой нагрузки составляет лишь 1500 часов в год (по сравнению с 2000-4000 часов в большинстве районов ЦВЕ/БСС).

В исследованиях шести городов использовали одинаковую методологию, которая делала упор на анализ объема замены одного вида топлива другим, выбирая между ЦТ и альтернативами, такими как внутридомовые или квартирные котлы с использованием природного газа. Вопрос конкуренции между видами топлива, по всей видимости, недостаточным образом решается во многих технико-экономических обоснованиях (ТЭО) систем ЦТ, которые были выполнены ранее. Методология также подчеркнула важность выявления институциональных и политических изменений, которые требуются для обеспечения соответствующей среды для экономичной системы предложения тепловой энергии и спроса на нее.

В настоящем отчете обобщаются основные факты по изучаемым примерам и освещаются ключевые вопросы, с которыми сталкиваются процесс модернизации систем ЦТ, коммерциализация компаний в секторе теплоснабжения и требования политических изменений. В нем представлены примеры наилучшей практики при проведении реформ в ЦВЕ/БСС и инвестициях, направленных на повышение эффективности теплоснабжения.

Работа рассчитана на сотрудников международных и двухсторонних агентств, работающих в сфере ЦТ, политиков, органы планирования, специалистов в области централизованного теплоснабжения в ЦВЕ/БСС, а также на консультантов, занимающихся подготовкой ТЭО для инвестиций в секторе теплоснабжения.

1.4 Проблемы и возможности повышения КПД в секторе теплоснабжения. Руководство к настоящему отчету

Банк занимался рядом инициатив, относящихся к муниципальным системам теплоснабжения в ЦВЕ/БСС. Настоящая работа также открыла, что обычно в системах муниципального теплоснабжения преобладают следующие проблемы:

- Высокие издержки доставки тепла, как в абсолютных значениях, так и в отношении качества теплоснабжения;
- Неэффективное использование тепла на уровне домохозяйств;
- Неуплата счетов и задолженность потребителей;
- Недостаточные тарифы для покрытия, как эксплуатационных расходов, так и инвестиций в систему техобслуживания и ее реконструкцию;
- Проблемы окружающей среды, которые влияют на большое число жителей в городах, где установки ЦТ сжигают низкокачественные виды топлива и расположены в густонаселенных районах.

Требуется ряд инициатив для решения вышеуказанных проблем. Одним из аспектов решения является нахождение дополнительных средств для системной реконструкции и модернизации систем теплоснабжения ЦТ или для инвестиций в более децентрализованные решения или оборудование конечного потребителя. Тип системы отопления, которая будет в принципе самой экономичной, зависит в основном от

местных факторов, таких как напряженность тепловой нагрузки[7], но также от того, насколько доступны дешевые источники тепла (такие как комбинированное производство или местные виды топлива), которые часто зависят от государственной политики в области энергетики. Тем не менее, для обеспечения получения максимальных выгод от этих инвестиций и устойчивости этих выгод в перспективе требуется принять ряд других мер на институциональном и политическом уровне, а также на уровне компаний. Эффективная макроэкономическая и секторальная структура создают условия для здоровой конкуренции и установят правила для необходимых тарифных реформ. Компании, действующие в секторе теплоснабжения должны действовать как коммерческие структуры. Первым шагом в этом направлении является реструктуризации и акционирование большинства муниципальных предприятий теплоснабжения. Сюда входят снижение задолженности как дебиторской, так и кредиторской, что должно быть дополнено эффективной системой социальной защиты, направленной на потребителей с низкими доходами. В конечном итоге, участие частного сектора в собственности и эксплуатации муниципальных предприятий теплоснабжения еще больше повысит техническую и коммерческую эффективность в секторе теплоснабжения. Большинство стран, особенно ЦВЕ, уже сделали серьезные шаги в направлении реализации этих и других мер.

В Табл. 1-1 обобщены результаты и проблемы сектора теплоснабжения и меры, необходимые для их решения, а также для повышения эффективности теплоснабжения. Упор сделан на действия на макрополитическом уровне и уровне предприятий, необходимые для достижения реструктуризированной, модернизированной и эффективной системы теплоснабжения и спроса на тепло. Эти проблемы подробнее рассматриваются в Главе 5. Действия, требуемые на техническом и инвестиционном уровне, рассматриваются в Главах 3 и 4. В Главе 3 дан обзор технических мер соответственно для реализации в ЦТ, системах газораспределения и зданиях для повышения эффективности теплоснабжения и спроса на него. В Главе 4 обобщаются результаты конкретных исследований с выделением факторов, которые определяют, является ли ЦТ или более децентрализованное теплоснабжение предпочтительным решением. Также рассмотрено воздействие инвестирования в меры на повышение энергетического КПД в зданиях и четкая оценка экологических аспектов систем теплоснабжения.

За настоящим введением, в Главе 2 кратко объясняется, в основном для пользователей, которые незнакомы с проблемами сектора теплоснабжения, унаследованная структура теплоснабжения и спроса в ЦВЕ/БСС и смещение в направлении новой стандартной модели теплоснабжения и спроса в этих странах. И, наконец, в Главе 6 дается заключение по рекомендуемым политическим курсам и проектам для сектора

[7] Концепция " теплонапряженность" имеет прямолинейный смысл. Она сравнивает потребление тепла (либо с точки зрения тепловой нагрузки либо энергии) с размером обслуживаемого участка или длины трубопроводной сети. Высокая теплонапряженность означает компактную систему распределения со сравнительно низкими затратами на распределение. Для описания преимуществ и проблем, возникающих при использовании теплонапряженности как индикатора конкурентоспособности систем отопления см. Приложение F.

теплоснабжения. В Приложениях содержится более подробная информация по ряду тем.

Таблица 1-1 Проблемы и требуемые меры в секторе теплоснабжения в ЦВЕ/БСС

	Эффективная макро - и секторальная структура	*Упорядочение предприятий в секторе теплоснабжения*	*Выбор технологий и инвестиций*
Высокая стоимость тепла	✓ Распределение затрат ТЭЦ ✓ Планирование теплоснабжения ✓ Соответствующие техника безопасности, лицензирование и стандарты эффективности	✓ Коммерциализация: строгая отчетность о прибылях и финансовая дисциплина; использование системы управленческой информации и показателей выполнения работ ✓ Рационализация / отчуждение ✓ Лицензирование и договора на эксплуатацию ✓ Планирование теплоснабжения	✓ Модернизировать теплосети ✓ Экономичные источники тепла ✓ Переход к децентрализованному теплоснабжению там где тепловая нагрузка является низкой, а затраты на выработку тепла высокие ✓ Оптимизация использования ТЭЦ (распределение источников тепла)
Неэффективное использование тепла потребителями	✓ Изменение стандартов ✓ Ценообразование на основе потребления ✓ Стимулы: тарифная реформа ✓ Финансирование /техническое содействие	✓ Структура и уровень тарифов ✓ Финансирование	✓ Инвестиции в сторону потребления
Неуплата /задолженность	✓ Система социальной защиты населения с низкими доходами ✓ Отключение неплательщиков	✓ Коммерциализация ✓ Маркетинг ✓ Урегулирование задолженностей как прошлых, так и будущих	✓ Предоплата ✓ Децентрализованное теплоснабжение
Неадекватные тарифы	✓ Тарифы, основанные на полном покрытии издержек ✓ Соответствующи	✓ Фиксированные /переменные двухставочные тарифы, основанные на замеренном	

	Эффективная макро - и секторальная структура	*Упорядочение предприятий в секторе теплоснабжения*	*Выбор технологий и инвестиций*
	е амортизационные отчисления	потреблении	
Экологические проблемы	✓ Экологические стандарты ✓ Эффективное внедрение существующих стандартов		✓ Переход на другое топливо ✓ Изменение в технологии ✓ Интеграция островков ЦТ

2

Обзор реструктуризации сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС

2.1 Унаследованная структура теплоснабжения и потребления

Жилищный сектор обычно является самым крупным потребителем тепла в экономике страны[8]. В последние годы в ЦВЕ/БСС рост этой доли был обусловлен развалом промышленности. В странах Балтии, например в 1992 году потребление в жилищном секторе составило почти 30 % от конечного энергопользования на душу населения, по сравнению лишь с чуть выше 20 % еще за два года до этого. Тепло составляет примерно 80 % потребления энергии в жилищном секторе в странах ЦВЕ/БСС, а также в Западной Европе. Это сходство, однако, скрывает различие в основополагающих факторах, таких как более мелкие жилые зоны и более высокие требования к теплу благодаря меньшей изоляции, например, чем в Западной Европе.

Местные условия в основном определяют, какие меры необходимы для улучшения теплоснабжения и потребления. Однако технологические характеристики существующих систем теплоснабжения в ЦВЕ/БСС достаточно схожи [9] и по сравнению с ситуацией в Западной Европе, сектор теплоснабжения в странах ЦВЕ/БСС отличается следующим:

Рыночная доля ЦТ в городском теплоснабжении очень высока. В большинстве стран ЦВЕ/БСС системы ЦТ являются системами теплоснабжения с самой высокой рыночной долей. Это находится в резком контрасте с Западной Европой, где ЦТ обладает доминирующей позицией только в северных странах (См. Табл. 2-1). В ЦВЕ/БСС автономные отопительные котельные, которые обслуживают отдельные здания, составляют большую часть оставшегося потребления тепла. Котлы в отдельных

[8] Россия выглядит как исключение, т.к. промышленность там потребляла примерно 40 % всей тепловой энергии.

[9] Одно важное исключение касается использования так называемой четырехтрубной системы распределения тепла. Она находит более широкое распространение в системах ЦТ в БСС. См. Раздел 3.1 и Приложение D.

квартирах являются редким явлением и использование угольных печей, особенно в исторических центрах городов и сельских районах, начинает сокращаться

Таблица 2-1 Характеристики исследованных стран и городов: рыночная доля ЦТ в ЦВЕ/БСС и Западной Европе

	Среднегодовой доход семьи, долл. США (1996 год)	*Доля ЦТ*		*Население (млн.)*		
		Общенациональный	Исследованные города	Страна	Город	Градусо-дни[c]
Болгария	1481	25% жилищ	София: 85% квартир 65% жителей	8,3	1,2	3000 в Софии
Литва	2705	50%	Каунас: 85%	3,7	0,41	3750 в Каунасе
Польша	4950 [a]	34% жилья 53% (ВСЖ)[b] 76% в городах	Вроцлав: 68% жилищ	38,6	0,64	3450–4000 3044 во Вроцлаве
Румыния	2200	31% домов 58% в городах	Тимишоара: 90% квартир	22,5	0,34	2900–5150
Россия	2760 [a]	80%	Оренбург: 87% жилищ	147,3	0,55	5071 в Оренбурге
Украина	2000 [a]	65%	Днепропетровск: 65% жилищ	50,4	1,15	3430 в Днепропетровске
Дания	Нет данных	49% (ВСЖ)	Нет данных	5,2	Нет данных	Нет данных
Финляндия	Нет данных	46% (ВСЖ)	Нет данных	5,1	Нет данных	4300–6500
Швеция	Нет данных	36% (ВСЖ)	Нет данных	8,9	Нет данных	Нет данных

[a] *Среднегодовые расходы семьи; в России средние расходы. См. Раздел 5.2.5.*

[b] *ВСЖ - Весь сектор жилья.*

[c] *градусо-дни = (расчетная температура в помещениях минус средняя температура наружного воздуха во время отопительного сезона), умноженное на количество дней в отопительном сезоне*

Источник: Euroheat & Power Yearbook, 1997 г.; цифры по Литве России и Украине взяты из источников Всемирного Банка.

Доминирующая доля ЦТ на рынке городского теплоснабжения связана с большой долей жилищной собственности состоящей из многоэтажных зданий и большого количества градусо-дней[10] в большинстве стран ЦВЕ/БСС. Эти факторы обуславливает

[10] градусо-дни = (расчетная температура в помещениях минус средняя температура наружного воздуха во время отопительного сезона), умноженное на количество дней в отопительном сезоне.

высокую тепловую нагрузку на километр теплосетей и ситуацию с потреблением, которая благоприятствует экономической целесообразности ЦТ[11]

Однако существует обеспокоенность тем, что многие системы ЦТ могут избыточно, с экономической точки зрения, расшириться и что конкуренция со стороны природного газа, в конечном счете, приведет к потере потребителей. Как только это случится, целые участки систем ЦТ рискуют стать нежизнеспособными. Недавние инвестиции в модернизацию тогда превратятся в попусту потраченные средства. Поэтому следует изучить конкурентоспособность ЦТ на свободном рынке в отношении критических районов города, до того как вложить средства в модернизацию.

Теплоснабжение рассматривалось как элементарное общественное благо. Системы ЦТ в ЦВЕ/БСС были рассчитаны прочными и надежными с тем, чтобы системы поставляли тепло конечному потребителю при любых обстоятельствах. Во время коммунистического режима тепло рассматривалось элементарной потребностью (и все еще считается таковой), что должно обеспечиваться в изобилии за небольшую стоимость или вообще бесплатно. Поскольку цены на энергию были очень низкими, энергетический КПД не считался проблемой при разработке систем ЦТ. Вместо этого упор делался на простоту, прочность, надежность и безопасность.

В результате конструктивные решения базировались на установившемся течении воды на всех участках сети. В зданиях, применялись циркуляционные системы (гидроэлеваторы), приводимые в действие эжектором так, что не было нужды в дополнительных насосах. Из-за того что тепло поставлялось в избыточных количествах в соответствии с принятыми нормативами, конечному потребителю не требовались регулирующие устройства, не нужны были даже клапаны радиаторов для регулирования поступления тепла. Таким способом поток тепла в здании оставался постоянным и потребность теплосетей в системах регулирования была ограничена. Единственным видом регулирования в системе было регулирование температуры подвода на производственных мощностях, вырабатывающих тепловую энергию, которая устанавливалось в зависимости от температуры наружного воздуха. В результате получилась простая система, которая легко регулировалась и поддерживалась теплоцентралью, сохраняя давление и температуру подачи на требуемых уровнях.

Вследствие этого, системы не обеспечивали ни стимулов, ни технических средств для потребителей для регулирования потребления тепла и горячей воды. Обратной стороной монеты является то, что система подачи с установившемся течением не приспособлена технологически для того, чтобы эффективно реагировать на колеблющийся спрос со стороны потребителя. После того, как потребители установят устройства регулирования тепла у себя дома, система перейдет на режим неустановившегося течения на уровне потребителя и сторона подачи должна будет адаптироваться соответствующим образом

[11] Большая тепловая нагрузка является одним из двух решающих факторов для экономики централизованного теплоснабжения. Другой является опора на ТЭЦ, как на производство тепловой энергии; См. Главы 3 и 4.

Низкое качество круглогодичного обслуживания является другим косвенным аспектом работы в режиме установившегося течения[12]. В системах ЦТ в Западной Европе, отопление помещений и подача ГВКБВ для потребителей производится круглогодично. В ЦВЕ/БСС системы ЦТ отапливают помещения только во время "отопительного сезона".[13] Вне отопительного сезона некоторые предприятия ЦТ продолжают поставлять потребителям ГВКБВ; другие ничего не поставляют или только поставляют ГВКБВ в течение некоторого периода вне сезона. В общем, все необходимые ремонтные работы могут производиться только летом из-за того, что вся сеть должна отключаться и дренироваться. Такой уровень услуг был возможен пока у потребителей не было альтернатив. Однако теперь компании, работающие с природным газом, начали предлагать круглогодичное отопление помещений по желанию потребителя. Если предприятия ЦТ не хотят потерять слишком много потребителей, они должны будут обеспечивать такой уровень обслуживания.

Эти факторы должны быть приняты во внимание при реструктуризации и модернизации сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС, что требуется, если ЦВЕ/БСС хотят осуществить успешный переход к рыночной экономике. Потребность в реструктуризации обусловлено низкой общей производительностью факторов производства унаследованных систем теплоснабжения, обусловленных следующими факторами:

- Централизованное планирования теплоснабжения делало упор на обеспечения теплоснабжения, независимо от его относительной экономической стоимости.
- Поставки дешевой энергии из России в течение длительного периода ограждали страны в ЦВЕ/БСС от таких видов корректировок, которые страны Запада производили перед лицом более высоких мировых цен на энергоносители.
- Это привело к задержке внедрения современных энергосберегающих технологий в систему спроса и предложения. Нынешнее потребление тепла на кв. м площади здания примерно на 40- 100 % выше, чем в Западной Европе; и энергетические потери при передаче и распределении через ЦТ доходят до 15-35 %, в отличие от 10 % в Западной Европе (См. Раздел 3). Большие потери энергии привели к чрезмерному расширению существующих производственных мощностей ЦТ и теплосетей.
- До начала 90-х годов фактически не существовало измерения потребления тепла, ГВКБВ и газа для приготовления пищи у большинства потребителей. Теплоснабжение замерялось на производственных мощностях, где вырабатывалось тепло, у промышленных потребителей и в некоторых случаях на распределительных подстанциях. Предприятия ЦТ обладали незначительными количественными данными о потерях в системе; они оценивались теоретически, и выдавались за нормы. Неподходящие заменители были выбраны для замера потребления. Потребители в жилищном секторе оплачивали отопление помещений в соответствии с размером своих жилищ (например, за площадь или

[12] В летнее время расход воды уменьшается с тем, чтобы покрыть лишь потребность в ГВКБВ
[13] См. Раздел 3.1.3

объем), объем потребления ГВКБВ и природного газа для приготовления пищи в соответствии с количеством лиц, проживающих в жилище.

- Контроль за теплоснабжением и его регулирование (и таким образом за уровнем потребления) в системах ЦТ с установившемся течением производилось централизованно на теплоцентралях и центральных теплопунктах, в соответствии с величиной наружной температуры.
- Потребители в жилищном секторе имели, если вообще имели, лишь очень ограниченные технические возможности для самостоятельного регулирования подачи тепла в свои радиаторах или же в своих отдельных домах. Не было возможности для энергосбережения, зависящим от поведения потребителя.

Введение рыночных цен для факторов производства обнажила высокую фактическую стоимость подачи тепла в этих системах. Переход на сравнительные цены между товарами, операции с которыми производились на международном рынке (например, топливо), и товарами, выпущенными внутри страны, но которые не были включены в торговый оборот (включая такой "товар" как трудовые ресурсы), произошел быстрее в секторе теплоснабжения, чем в большинстве других секторов. Переход был особенно резок в странах-импортерах топлива. Цены на уголь, нефть и газ выросли до мирового уровня практически за один день, а зарплата, оклады, пенсии отстали. Это породило серьезные проблемы, связанные с доступностью услуг. Семьи все больше становились неспособными (или не желали) оплатить полную экономическую и финансовую стоимость теплоснабжения. В 1996 году в таких странах как Эстония, Литва, Россия и Украина полная стоимость подачи тепла и горячей воды для обычной квартиры составляла около 20-40 % среднего дохода средней семьи (См. Раздел 5.2.5). По сравнению с не более чем 8 % от средних расходов семьи за услуги связи, воду и бытовую электроэнергию в странах ЕС.

Излишние мощности тепло- и энергоснабжения являются еще одним новым явлением, обусловленным падением промышленного производства и внедрением энергосберегающих мер.

Макроэкономическая стоимость этих моментов неэффективности весьма высока. В Литве, например вся стоимость энергосистемы, как доля от ВВП, колеблется в пределах 12-17 % в год и теплоснабжение при этом составляет большую долю. Самую крупную долю в стоимости занимают виды топлива и все они, за исключением небольшого объема части нефти, добываемой в стране и возобновляемых видов энергии, импортируются. Стоимость зарубежной доли составляет 80-90 % от всей стоимости системы. Во многих странах, импортирующих топливо, таких как Литва и Украина, спрос на иностранную валюту, которая необходима для оплаты такого импорта, иногда не удовлетворяется.

2.2 Будущее рынков тепла в ЦВЕ/БСС

Осмотрительная оценка рынка тепла и потенциальной доли ЦТ на нем является наиважнейшей задачей для экономической жизнеспособности систем ЦТ. Являясь системой с высокой капиталоемкостью, недооценка или переоценка будущего спроса

серьезно повлияет на стоимость теплоснабжения. В прошлом прогноз потребления обычно просчитывался инженерами. Это было основано на предположение того, что тепловая нагрузка являлась лишь техническим вопросам, который затрагивал физические свойства строительных материалов, видов использования, температуру наружного воздуха и т.д. Этот подход был оправдан до некоторой степени, пока потребители не имели возможности регулировать свое потребление и выбирать систему отопления.

Как только потребители получили возможность влиять на уровни своего потребления и на выбор системы отопления, потребление тепла стало все больше зависеть от цены, доходов семьи и стоимости альтернативных систем отопления, качества услуг и т.д. Технический подход к прогнозированию потребности в тепле поэтому нуждается в переводе в плоскость рыночной структуры. Потребность тогда будет зависеть от, помимо других факторов, цены на тепло, которая в свою очередь будет находиться под воздействием инвестиций в системы энергоснабжение и потребления.

Альтернативы для ЦТ лишь медленно появляются на рынке, лишь отрывочно обозначая реакцию потребителя на изменение цены и качества систем отопления. Однако в любой из стран ЦВЕ/БСС имеется богатый опыт в отношении воздействия реакции потребителя в связи с повышением цен на доходы предприятий коммунального хозяйства.

Проще говоря, чем больше доля затрат на теплоснабжение в доходах семьи, тем ниже доля потребителей, которые платят вовремя или платят вообще. Вдобавок, как только появятся альтернативные экономичные системы отопления, промышленные потребители, которые уже платят очень высокие тарифы, станут переходить в большинстве случаев с ЦТ на системы, работающие на газе.

Очевидно, что размеры и структура потребления для ЦТ больше не определяется нерыночными силами. Тем не менее, из-за трудностей с проведением серьезного рыночного анализа в условиях, когда рыночные силы материализуются очень медленно, все еще нет систематического анализа этого рынка в ЦВЕ/БСС. В настоящих конкретных исследованиях проблема была частично решена (1) путем анализа затрат цен (потенциально) конкурентоспособных систем отопления и (2) оценки доступности услуг теплоснабжения для потребителей.

Оба подхода определяют верхнюю границу цены для ЦТ, и если системы ЦТ не будут модернизированы, потребителям действительно придется переключиться на системы, которые лучше соответствуют их потребностям в смысле качества и количества. Но модернизированные системы ЦТ с определенными инвестициями в сторону потребления смогут в большинстве аспектов конкурировать с гибкостью более децентрализованных систем; потребители смогут выбирать уровень температуры и количества в соответствии со своими предпочтениями относительно комфортности и доходами. Для компаний ЦТ это означает, что им придется принять такую реакцию в расчет, а также риски (снижение продаж и доходов) и возможности (сохранение довольных сервисом потребителей).

Поскольку соответствующая информация и анализ отсутствуют, рекомендуется чтобы подход к плану действий заменил соответствующий анализ рынка. Сценарии должны отражать различные предположения о поведении потребителя. Однако будущие исследования ЦТ должны оценивать рынок тепловой энергии более тщательно, используя испытанные инструменты для анализа рынка. Эти инструменты более подробно описаны в Приложении В.

2.3 Интеграция вариантов на стороне подачи и нагрузки

Технически и экономически система ЦТ является весьма сложной, включая в себя различные функции: выработку передачу/распределение и потребление. Многие исследования, включая конкретные исследования городов, продемонстрировали, что интегрированная оптимизация всей системы поможет достичь лучших результатов, чем отдельная оптимизация индивидуальных компонентов. Тем не менее, существующая институциональная база затрудняет интегрированный подход. Предприятия ЦТ несут ответственность за выработку и передачу/распределение: или предприятие по выработке которое отвечает за выработку (включая обычно передачу) и предприятие по распределению отвечает за распределение. На стороне нагрузки городские власти, организации, обслуживающие жилые дома, жилищные кооперативы, ассоциации домовладельцев и отдельные потребители отвечают за здания и квартиры.

Такое распределение ответственности привело к игнорированию стороны потребления. Не отвечая за сторону потребления, предприятия ЦТ делают упор на реконструкции системы подачи до границ своей собственности (куда обычно входят теплопункты). Их доступ к инвестиционным средствам улучшается, особенно в странах ЦВЕ. В противоположность этому, участники на стороне нагрузки разбросаны. В этот процесс вовлечено большое число таких потребителей как, например, жилищные ассоциации, и еще большее число, таких как жильцы. Большинство из них не имеет денег, необходимых для инвестиций и они не являются кредитоспособными. Вследствие этого, реконструкция системы может стать односторонней, когда крупные инвестиции в сторону подачи ведут к созданию слишком громоздких мощностей подачи, поскольку потенциал энергосбережения на стороне нагрузки сможет вводиться в действие гораздо более медленными темпами.

Во всех конкретных исследованиях в анализ включались меры на стороне нагрузки; в большинстве случаев они оказались жизнеспособными дали высокие нормы прибыли. К сожалению, высокая норма прибыли не является гарантией реализации такой меры из-за институциональных и финансовых барьеров. Выявление жизнеспособных инвестиций в повышение энергетического КПД на стороне нагрузки является лишь первым шагом. Реализация их является наиболее сложной задачей и может потребовать новаторских подходов. Дальнейшее исследования и проекты должны дать четкий ответ на этот вопрос.

2.4 Новая стандартная модель для теплоснабжения и потребления

Неэффективная подача и потребление тепла в ЦВЕ/БСС может быть улучшена через конкретные энергосберегающие инвестиции в существующие системы. Однако скоро будет достигнут предел энергетического КПД в рамках существующей структуры подачи и потребления. Для того, чтобы продвигаться дальше и достичь международных стандартов наилучшей практики технической эффективности при решении вопроса потребления тепла, необходимо произвести реструктуризацию сектора теплоснабжения через параллельный процесс связанных между собой изменений в технологии и в организационных структурах подачи и потребления тепла.

В секторе теплоснабжения во всех странах ЦВЕ/БСС начался процесс перехода на систему, основанную на экономических стимулах. Реформы в секторе теплоснабжения, которые инициируются на макроуровне (общая структура "собственность - промышленность - нормативно-правовая база", политика в области ценообразования, схемы субсидирования) продолжаются в виде серии инициатив на микроуровне (структура компаний, корпоративное управление, бухгалтерский учет, планирование, финансирование, оценка инвестиций, начисление оплаты).

В настоящем отчете в общих чертах описывается, каким образом изменение технологий и институциональной структуры могут усиливать друг друга. Внедрение учета тепловой энергии и представление счетов в соответствие с замеренным потреблением (институциональные изменения) например, оказывает ограниченное воздействие на поведение потребителя до тех пор, пока технология не позволит потребителям регулировать поступления тепла в свои жилища.

Смещение стандартной модели в системе теплоснабжения обобщено в Табл. 2-2. Достижение общей эффективности теплоснабжения разбито на шесть подкомпонентов эффективности - инвестиционную, операционную, финансовую, ценовую, нормативно-правовую и экологическую. В Табл. показано как достигаются контрольные цифры эффективности (плюс социальное равенство) в централизованно регулируемой системе и системе, базирующейся на рынке. В общем, Таблица выделяет ограниченное использование стимулов и давления конкуренции в централизованно регулируемой системе. Наиболее существенные различия относятся к содействию финансовой и ценовой эффективности, на что при центрально регулированной системе вряд ли обращалось какое-либо внимание.

Таблица 2-2 Эффективность теплоснабжения: смещение стандартной модели

Цели/средства	*Система централизованного планирования и регулирования*	*Реструктуризированная коммерциализированная эффективная система*
1. Эффективность инвестиций a) Планирование инвестиций b) Выбор технологии c) Реализация инвестиционных проектов	a) Централизованное планирование благодаря вертикально интегрированным государственным предприятиям предотвращает дублирование ресурсов и предоставляет доступ специализированным опыту и знаниям b) Выбор, касающейся провайдера услуг и оборудования, ограничен местными / региональными поставщиками, содействует тесному сотрудничеству между пользователями и производителями технологии c) Опытные работники предприятия организуют и реализуют инвестиции	a) Политика правительства обеспечивает общую структуру планирования. Муниципалитеты могут инициировать планирование теплоснабжения как часть своего физического планирования; инвестиции предприятия в систему подвода основываются на рыночном анализе b) Доступ к поставщикам в мировом масштабе обеспечивает широкий диапазон выбора технологии и конкурентного давления на поставщиков c) Поставщики оборудования и подрядчики отбираются через тендерный процесс, часто с помощью внешних консультантов
2. Финансовая эффективность a) Уровень самофинансирования b) Внешние источники финансирования c) Условия кредитования	a) Низкий уровень самофинансирования b) Распределение инвестиционных финансов из государственных / правительственных бюджетов c) Отсутствие выплат процентов и погашения основной суммы долга; отсутствие выплат дивидендов правительству	a) Самофинансирование предпочтительно, по меньшей мере, на уровне 30 % b) Финансирование за счет займов со стороны инвестиционных банков и через выпуски облигаций c) Выплата процентов (и погашение основной суммы) делает стоимость капитала важным фактором конкурентоспособности

Таблица 2-2 Эффективность теплоснабжения: смещение стандартной модели

Цели/средства	*Система централизованного планирования и регулирования*	*Реструктуризированная коммерциализированная эффективная система*
3. Эффективность эксплуатации a) Выбор топлива b) Уровень выполнения работ по договорам с посторонними организациями c) Стимулы d) Качество услуг	a) Выбор топлива определяется физическим доступом к видам топлива и/или решением правительства b) Почти все услуги выполняются сотрудниками предприятия; использование сотрудников вне штата намного меньше, чем своих сотрудников; прямой контроль за оказанием всей цепи услуг; выполнение работ гарантируется благодаря обучению сотрудников и контролю над ними c) Вознаграждение в случаи выполнения плана и норм d) Отсутствие прямой политики по удовлетворению потребностей потребителей; при этом жалобы потребителей приводят к коррективным мерам	a) Выбор топлива в соответствие с наименьшей стоимостью; экологические соображения, как и соображения безопасности поставок, устраняют некоторые варианты и выдвигают другие b) Небольшое количество сотрудников компании, широкое использование помощи внешних поставщиков и подрядчиков услуг создает наибольшее количество рабочих мест для внешних источников. Выполнение работы обеспечивается через подробно составленные контракты. c) Бухгалтерский учет на основе затрат способствует развитию пакетов стимулов основанных на финансовых показателях d) Стандарты удовлетворения потребностей потребителя являются частью политики компании и оцениваются количественно.
4. Ценовая эффективность a) Уровень покрытия затрат b) Базис оплаты	a) Ни цены на затраты, ни цены на продукцию не соотнесены с рынком b) Единовременное выставление счета в соответствии с размером площади и количеством человек и т.д.	a) Цены, покрывающие полную стоимость, часто включая экологические налоги b) Оплата в соответствии с замеренным потреблением

Таблица 2-2 Эффективность теплоснабжения: смещение стандартной модели

Цели/средства	*Система централизованного планирования и регулирования*	*Реструктуризированная коммерциализированная эффективная система*
5. Эффективность нормативно-правовой базы a) Ряд инструментов b) Использование стандартов c) Влияние потребителя	a) Прямые заказы; отсутствие экономического регулирования т. к. предприятия являются государственными монополиями; мало используются рыночные инструменты b) Подробные технические нормы выработки c) Отсутствие участия на институциональном уровне потребителей в мониторинге хода выполнения работ	a) Смешение прямых заказов и рыночных инструментов, таких как налоги и субсидии; определение базовых условий в подробно описанных концессиях и лицензиях b) Иногда экономическое регулирование - специализированными институтами - тарифов, инвестиционной политики и стандартов обслуживания потребителей естественных монополий c) Иногда участие городских властей в регулировании и мониторинге используемое как представительство потребителей
6. Экологическая эффективность a) Энергетический КПД b) Технология обработки образовавшихся выбросов и более чистые технологии c) Выбор топлива	a) Небольшой упор на оптимизацию использования топлива из-за его низкой стоимости b) С 80-х годов повышение внимания на улучшение качества воздуха привело к определенным инвестициям в процесс контроля за сгоранием и загрязненностью образовавшихся выбросов c) См. 3a)	a) Высокая стоимость топлива усиленная экологическим (и чисто фискальным) налогообложением повышает внимание к энергетическому КПД и способствует инвестированию в него. b) Политические движения зеленых и участие местного населения в публичных слушаниях до выдачи разрешений на инвестиции содействуют принятию решений в пользу защиты окружающей среды. c) Содействие применению более чистых видов топлива через дифференцированное налогообложение
7. Социальное равенство	Низкие тарифы, для коммунальных услуг включая отопление, обеспечивает равенство при удовлетворении элементарных потребностей	Схемы субсидирования, направленные на семьи с низкими доходами, сокращают разрыв между богатыми и бедными в реальных доходах

3

Технические требования и инвестиционные стратегии для повышения эффективности сектора теплоснабжения: централизованное теплоснабжение, варианты децентрализованного теплоснабжения, здания

В настоящей главе рассматриваются варианты инвестиций, предназначенные для повышения эффективности отопления. Эти инвестиции могут быть направлены на (1) реконструкцию и модернизацию централизованного теплоснабжения (ЦТ), которые уже существуют в большинстве городов в ЦВЕ/БСС; (2) модернизацию систем распределения природного газа и установку более децентрализованных мощностей для выработки тепла, которые заменят ЦТ частично или полностью; и/или (3) усовершенствования оборудования потребителей и реконструкцию зданий с целью повышения энергосбережения.

Каждый из этих вариантов будет обсужден в настоящей главе с примерами, взятыми из конкретных исследований. После того, как инвестиционные варианты и затраты на них будут проанализированы, будет легче определить, какой вариант в конкретных обстоятельствах является наилучшим. Это будет показано в Главе 4.

3.1 Система централизованного теплоснабжения

3.1.1 Определение оптимального размера систем централизованного теплоснабжения

Размер системы ЦТ в странах с централизованным планированием определялся органами планирования, и основывался на общих технических и экономических нормативах. В сочетании с комбинированным производством ЦТ предлагала низкозатратную технологию, которая отвечала как тепловому потреблению со стороны растущего городского населения, так и резко возросшей потребности промышленности в электроэнергии. Когда планирующие органы определяли тип системы

теплоснабжения и тепловая энергия считалась общественной услугой, которую следует поставлять дешево и даже бесплатно, то не было необходимости принимать в расчет экономические затраты на ресурсы и предпочтения потребителей.

В последние годы ситуация резко изменилась и потребители стали разрабатывать свои собственные механизмы для того, чтобы реагировать на резко возросшие цены на энергоносители и неудобства существующих систем ЦТ. Эти механизмы включают следующее:

- Большая доля потребителей, часто до 20-30 %, с опозданием оплачивает счета за отопление или вообще не платят.
- Все больше промышленных потребителей устанавливают свои собственные децентрализованные мощности для горячей воды и выработки пара.
- Даже потребители в жилищном секторе в многоквартирных домах отключаются от ЦТ (например, до 30 % в Болгарии и Румынии) и для отопления выбирают более дешевые электричество и газ.
- Газораспределительные предприятия все больше строят и переоборудуют газораспределительные сети, таким образом, предлагая потребителям альтернативную систему отопления более высокого качества и часто более экономичную.

В таких условиях в рамках любой схемы реконструкции и модернизации, следует тщательно изучить оптимальный размер существующих систем ЦТ, отвечая на следующие вопросы:

- Является ли реконструкция каждой из существующих зон обслуживания и их участков экономически жизнеспособной? Зачастую существуют такие участки и/или сегменты трубопровода, которые не следует реконструировать из-за слишком высокой стоимости.
- Может быть, будет более экономичным заменить сети ЦТ в каком либо конкретном районе или участке на альтернативные системы отопления?
- Следует ли существующую островную сеть подключать к централизованной блокированной системе?
- Могут ли новые потребители, расположенные вдоль существующих трубопроводов, подсоединены экономичным образом?
- Следует ли подсоединять через дополнительные трубопроводы, новых потребителей расположенных за пределами существующих зон обслуживания?
- Следует ли существующую систему подачи пара, обслуживающую большей частью промышленных потребителей, заменить на децентрализованную систему?

В большинстве систем ЦТ потребление тепла и пара промышленностью резко упало. Например, в Болгарии реализация промышленным потребителям снизились примерно

на 40 % в течение трех лет (1993-95гг.). Особенно трудно для предприятий ЦТ смириться с тем, что значительное сокращение промышленного потребления пара (обычно 50-70 %) вероятно станет постоянным явлением. Однако промышленное производство наращивает темпы и в будущем произойдет сдвиг от тяжелой промышленности к легкой; выжившие отрасли будут устанавливать больше энергосберегающего оборудования; некоторые предприятия, вероятно, установят свои собственные паровые котельные и отсоединятся от централизованной системы пароснабжения.

В будущем можно ожидать, что дополнительное снижение потребности в тепле будет вызвано:

- падением конкретного спроса на тепло в жилищном и коммерческом секторе;
- увеличением коэффициента разновременности при пиковом спросе потребителей (что приведет к снижению факторов одновременности);
- снижение теплопотерь при транспортировке и распределении тепловой энергии.

Очевидно, что компании ЦТ в ЦВЕ/БСС уже серьезно почувствовали действие рыночных сил, хотя руководство предприятий ЦТ, как правило, с опозданием реагирует на рыночную ситуацию. При определении оптимального размера системы ЦТ и разработке программы модернизации, анализ рынка должен заменить предшествующую технически определяемую, концепцию прогноза спроса. Такой рыночный анализ услуг теплоснабжения должен учесть следующие моменты:

- Реакцию потребителей на цены и изменение цен.
- Макроэкономические факторы (такие как тенденция развития доходов).
- Относительные цены на энергию.
- Конкурирующие альтернативные системы отопления.
- Реакцию потребителей на качество продукции и услуг.

На основе рыночного анализа спрос на тепло больше будет не статической величиной, а динамической, на которую воздействуют внутренние факторы (т.е. факторы, исходящие из самой системы ЦТ, такие как себестоимость, структура цен и технологии), а также внешние (например, макроэкономические) факторы. В приложение В описывается, как определить тепловую нагрузку на основании рыночного анализа.

Принимая в расчет возникающие рыночные силы в ЦВЕ/БСС, реструктуризация системы ЦТ должна выходить за рамки лишь реконструкции и модернизации существующей системы. Реструктуризация должна основываться на соответствующем определении оптимального размера системы, учитывая риски и возможности все большей конкуренции на рынке тепловой энергии. Даже если жесткое регулирование защитит ЦТ от конкуренции, у потребителя будет ряд возможностей повлиять на свое потребление тепла; например, путем регулирования тепла, усиления изоляции и через

другие меры защиты от внешней среды. В Разделе 5.2.4 планирование теплоснабжения рассматривается как инструмент, который городские власти могут использовать для обеспечения базовой структуры, на которой предприятия теплоснабжения могут опираться при принятии своих инвестиционных решений.

3.1.2 Реконструкция и модернизация систем централизованного теплоснабжения

В оставшейся части Раздела 3.1 рассматриваются различные функции системы ЦТ (выработка теплоты, сети теплопередачи и распределения), обсуждаются имеющиеся инвестиционные варианты для повышения эффективности системы ЦТ. Точный состав оптимального инвестиционного пакета будет зависеть от характера проблем конкретной системы ЦТ.

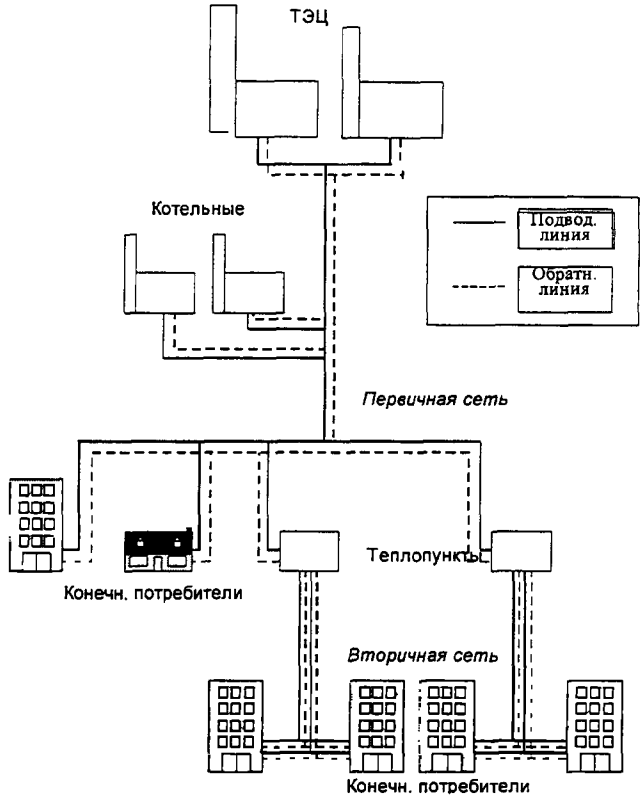
Реконструкция и модернизация мощностей, выполняющих различные функции в системе ЦТ (выработка, передача/распределение и оборудование потребителей) рассматриваются отдельно. Это *не* является рекомендацией для того, чтобы изолированно подходить к реконструкции различных функций при разработке программы модернизации. Наоборот - модернизация требует системного подхода, который направлен на оптимизацию взаимодействия различных компонентов системы.

3.1.3 Описание типичных систем централизованного теплоснабжения крупных городов и подключенных зданий

Система ЦТ (Рис. 3-1) в крупном городе ЦВЕ/БСС обычно состоит из одной или более крупной сети, снабжаемой теплом от нескольких теплоцентралей. Кроме того, эксплуатируются несколько отдельных (мини) сетей, расположенные вокруг теплоцентрали. Крупные сети могут работать как гидравлически блокированные сети (характерно для западноевропейских систем) или как сети, которые гидравлически отделены друг от друга (типично для ЦВЕ/БСС). В этом режиме сеть, которая физически взаимосвязана, разделена клапанами на различные участки.[14]

[14] В некоторых случаях (например, в Варшаве) система работает в виде изолированных систем во время отопительного периода; после отопительного периода она работает как блокированная система.

РИС. 3-1. СХЕМА ТИПИЧНОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ОТОПЛЕНИЯ В ЦВЕ/БСС



Source: World Bank

3.1.3.1 Выработка тепловой энергии

Теплоцентрали состоят из отопительных котлов (ОК), а в крупных системах ЦТ из теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). ТЭЦ обычно оснащена паровыми котлами для комбинированного производства тепла и электроэнергии, предназначенной на покрытие базисной нагрузки, и ОК для выработки пиковой нагрузки тепловой энергии. В идеале, ТЭЦ должна поставлять тепло для покрытия базисной нагрузки, т. к. тепло может вырабатываться более эффективно и поэтому дешевле на ТЭЦ, чем в ОК[15].

В системах стран ЦВЕ/БСС генерирующие мощности (такие как агрегаты комбинированного производства и пиковые котлы или ОК) обычно располагаются на

[15] Иногда финансовые расходы ведут к обратному результату. Старые ОК, которые полностью списаны, могут нести меньше затрат на выработку, чем ТЭЦ, у которых выше амортизационные отчисления. Таким образом, ОК иногда используются при базисных нагрузках, даже если их КПД низкий, а выбросы высокие. Такая ситуация в течение нескольких лет наблюдалась в одной из зон обслуживания в Варшаве.

одном месте или в нескольких местах в более крупных системах. Большинство теплоцентралей проектировались вначале как ТЭЦ с агрегатом комбинированного производства для покрытия базисной нагрузки и ОК для пиковой нагрузки. Из-за финансовых проблем многие места никогда не оснащались намного более капиталоемкими агрегатами комбинированного производства, а только лишь паровыми котлами (для последующего теплоснабжения агрегатов комбинированного производства или для покрытия промышленной нагрузки) и/или водогрейными котлами.

Обычно тепло отводится от мощностей комбинированного производства при высокой температуре, часто при 180^0C, хотя максимальная требуемая температура для распределительной системы обычно составляет 130 - 135^0C. Высокие температуры отвода являются причиной низкого энергетического КПД, т.к. потенциал пара для производства электроэнергии не используется на максимальном уровне. Теоретически, температура отвода должна быть 100^0C или даже ниже, чтобы пиковые котлы могли нагревать горячую воду до требуемой температуры в 130 - 135^0C.

Топливом может служить природный газ, коммунальный газ, мазут, уголь, лигнит или, в некоторых редких случаях, биомасса. В исключительных случаях также может быть использовано легкое топливо коммунально-бытового назначения: Мусоросжигательные заводы по переработке отходов еще не используется в ЦВЕ/БСС[16]. Доля использования газа достаточно высока и увеличивается, потому что газ отличается чистотой и легкостью применения. Особенно предпочитают это топливо в небольших котельных. В нескольких странах крупные теплоцентрали по закону должны работать на комбинации газа и мазута или других комбинациях, чтобы снизить зависимость города и страны от какого-либо топлива. Во всех исследованных городах природный газ является основным видом топлива для теплоцентралей, за исключением Вроцлава и Тимишоары, где соответственно преобладают уголь и лигнит.

3.1.3.2 Система транспортировки и распределения

Система транспортировки тепла крупной сети ЦТ состоит из передачи, первичного и вторичного распределения. Типичная сеть ЦТ состоит из спаренных труб подводящей и обратной линии для циркуляции горячей воды, проложенных либо по бетонным каналам, либо по поверхности земли. Система передачи состоит из магистралей, идущих от центральной ТЭЦ/ОК. Обычно линия передачи имеет последовательные ответвления на первичную сеть распределения. Конец линии передачи и начало системы распределения определяется произвольно.

Первичная система распределения состоит из подводящих трубопроводов, проложенных от линии передачи до (центральных или квартальных) теплопунктов. Вместе системы передачи и первичного распределения составляют первичную сеть.

[16] Мусоросжигательные заводы для покрытия базисной нагрузки теплоснабжения имеются в Западной Европе и больше всего их во Франции (24 %). В ближайшем будущем в ЦВЕ/БСС их не собираются строить из-за высоких инвестиционных затрат. Но в дальнейшей перспективе сжигание на ТЭЦ, как ожидается, заменит свалки.

Трубопроводы от центральных теплопунктов снабжающие несколько зданий, составляют вторичную распределительную систему. В системе с прямым транспортом тепла в здания разделение между первичной и вторичным распределением является произвольным.

Горячая вода для коммунально-бытового водоснабжения (ГВКБВ) обычно подготавливается в теплопункте и соответственно вторичная сеть оснащена трех- или четырехтрубной системой (см. Рис. 3-1). Технические решения теплопунктов различаются по странам. В Румынии, где они снабжают большое количество зданий, длина ответвлений вторичной системы весьма велика (иногда длиннее первичной системы). В Болгарии большинство теплопунктов были созданы в отдельных зданиях как в западноевропейских системах, но без сложных устройств контроля и урегулирования (см. также Табл. 3-3).

Коррозия является основной проблемой для теплосетей, потому что вызывает большие потери воды и сокращает срок технической службы. В системах, которые отличаются высокими потерями воды, постоянно требуется добавлять подпиточную воду; иногда более 100 раз в год. В Западной Европе современные технологии не требуют (например, в Финляндии) более одного или двух пополнений в год. Помимо агрессивных подземных вод, попадающих в бетонные каналы, подпиточная вода плохого качества является основной причиной коррозии труб. Часто мощности установок по подготовке воды, которые обычно находятся на территории теплоцентралей, недостаточны, для того, чтобы бороться с такими огромными потерями воды.

Как в западноевропейских странах, так и в ЦВЕ/БСС, горячая вода является преобладающей средой для передачи тепла и его распределения; пар используется обычно только для подачи промышленным потребителям. Даже если пар производится для подачи непромышленным потребителям, он преобразуется в горячую воду, таким образом, вызывая значительные потери энергии.

3.1.3.3 Эксплуатация и регулирование сетей

Основным режимом эксплуатации систем ЦТ в ЦВЕ/БСС был режим установившегося течения; в западноевропейских системах применяется режим неустановившегося течения (см. Раздел 3.1.6). В основном установившееся течение означает, что теплоснабжение и теплопотребление регулируется путем изменения температуры течения (обычно в диапазоне 70 - 130^{0}C). Вдобавок, возможно ограниченное регулирование массового расхода с помощью индивидуальных насосов. Насосы, как правило, не оснащаются устройствами регулирования для изменения скорости. Низкие инвестиционные затраты являются преимуществом этой насосной технологии, в то время как высокие издержки на электроэнергию является недостатком из-за постоянного высокого уровня потока воды.

Насосы, установленные на генерирующих установках, перекачивают воду для отопления первичных сетей, а (квартальные) теплопункты перекачивают ее во

вторичную сеть. Вспомогательные насосные станции могут быть расположены в различных точках сети для компенсации потерь давления.

Другим различием в эксплуатации является то, что отопление городских помещений в системах ЦВЕ/БСС обычно включается лишь только во время отопительного сезона. Он начинается когда среднесуточная температура падает до определенного порогового уровня (8 - 10^0C) примерно в течение пяти дней подряд и заканчивается когда средняя температура стоит выше порогового уровня примерно в течение пяти последовательных дней. В большинстве регионов отопление помещений осуществляется приблизительно с октября по апрель. Летом поступает только ГВКБВ, за исключением периода в 2-8 недель, когда система может быть полностью отключена для проведения профилактических работ. В западноевропейских системах отопление помещений и ГВКБВ доступны в течение всего года. Технически не будет проблемы подавать горячую воду, в том числе и для отопления помещений, вне официального отопительного периода в ЦВЕ/БСС. Компании ЦТ в Западной Европой стараются добиться высокой нагрузки летом, т.к. это улучшает эксплуатацию агрегатов комбинированного производства и ведет к повышению продаж электроэнергии.

3.1.3.4 Теплопередача и оборудование потребителей

Теплопередача на теплопунктах может быть "прямой" или "косвенной". "Косвенная" означает, что тепло передается через теплообменники от первичной к вторичной сети; затем системы гидравлически разделяются. Как прямая, так косвенные системы могут параллельно эксплуатироваться в ЦВЕ/БСС даже в одной и той же сети. В западноевропейских странах преобладает косвенная система (см. Приложение D). Только в небольших системах применяется прямая теплопередача.

Система косвенной теплопередачи нацелена на изменения рабочих параметров, т.е. температуры и давления. В то время как первичная сеть обычно эксплуатируется при более высоких температурах (например, 135 / 65^0C)[17], вторичные теплосети эксплуатируются при таких же низких температурах, что и внутренние системы в зданиях (например, 95/75^0C).

Косвенная теплопередача имеет существенные преимущества, хотя это создает дополнительные затраты:

- Путем отделения сетей от оборудования потребителей, вредное воздействие, обусловленное оседающим, загрязнением, незаконным подключением для взятия (подпиточной) воды, попаданием воды плохого качества и т.д., можно избежать. Таким образом, дорогостоящее первичная сеть может быть лучше защищена от коррозии.
- Косвенная теплопередача позволяет более эффективно производить регулирование сети.

[17] Первая цифра означает температуру подвода, а вторая температуру обратного теплоносителя.

Как показано на Рис. 3-1 существуют различные концепции в отношение расположения станций теплопередачи:

- Теплопередача может происходить внутри здания в маленьких теплопунктах. В этом случае теплопункт напрямую подключается к внутридомовой системе распределения.
- Теплопередача может происходить в отдельной структуре, которая в свою очередь обслуживает несколько зданий. Соответственно тепло подается от вторичной сети прямо в систему внутридомового распределения; отсутствует дальнейшая теплопередача для отопления помещений. Подготовка ГВКБВ может быть проведена централизованно на станции передачи, что требует наличия трех- или четырехтрубной системы. Или она может быть децентрализована в отдельных зданиях, таким образом требуя наличие теплообменника в каждом здании.
- Теплопередача может происходить в отдельной структуре, но при этом обслуживается значительно большее количество зданий. Длина ответвлений вторичной системы может в этом случае превышать длину ответвлений первичной системы. Соответственно, теплопотери в четырехтрубных системах исключительно высоки.

Чем крупнее станция теплопередачи и длиннее вторичная сеть, тем меньше преимуществ в косвенной системе, которые можно использовать.

По-видимому, большинство систем ЦТ в ЦВЕ/БСС имеют пункт косвенной теплопередачи где-то в сетях [11][12]. Только незначительное их количество поставляют тепло прямо от теплоцентралей во внутридомовые распределительные системы. В основном для косвенной теплопередачи был выбран более централизованный вариант; это означает обслуживание большего и непостоянного числа зданий вместо отдельных зданий. Использование технологии распределения тепла в шести городах показано в Табл. 3-3. В Западной Европе преобладает косвенная теплопередача с использованием индивидуальных (домовых) теплопунктов. Более того, по-видимому, растет интерес к небольшим теплопунктам в отдельных квартирах.

3.1.3.5 Здания и оборудования потребителей [19]

Города в ЦВЕ/БСС были спроектированы с расчетом на централизованное теплоснабжение и горячее водоснабжение. Большинство городских жителей живут в больших многоквартирных домах, которые могут иметь от трех до двадцати и более этажей. В 50-60-е годы большинство построенных многоквартирных домов были самое большее пятиэтажные. Позднее в 70-х и 80-х появилось много девяти- и шестнадцатиэтажных зданий, часто в жилых районах на окраинах городов или на

---

[18] Приложение D дает краткое описание используемых распределительных систем.

[19] Этот Раздел основан на исследовании Эрика Мартино " Инвестиции в повышение энергетического КПД жилищного фонда в странах БСС", "Экономические исследования в переходном периоде", 24, (Вашингтон, округ Колумбия, Всемирный Банк, 1997 г. с. 7-9) [*Studies of Economies in Transition 24,* Washington, DC, The World Bank , 1997, pp. 7-9]

открытом пространстве за пределами городов. Эта схема развития в некоторых случаях приводила к большой плотности населения вдали от городских центров, чем в самих центрах .[20,21]

Низкие термальные требования строительных стандартов, традиционное отсутствие внимания к качеству стройматериалов и методам работы, плохая эксплуатация и ремонтные работы привели к большим теплопотерям в жилых домах. Самые последние советские нормы (1984-87) теплопередачи более чем вдвое превышали подобные нормы в Германии и Великобритании и были примерно в пять раз выше, чем в Швеции на тот же самый период. Фактические теплопотери в жилых здания оцениваются на 25-40 % выше, чем расчетные значения. Наиболее частыми недостатками являются неплотные окна и двери, неравномерное теплоснабжение внутри зданий и отсутствие или недостаточная изоляции подвальных помещений и крыши. Хотя расчеты зданий и методы весьма схожи в странах ЦВЕ/БСС, с виду идентичные здания показывают существенно отличаются по фактическим строительным и термическим свойствам; например, до 40 % в Рязани (России).

Большая часть тепла для обогрева помещений в многоквартирных зданиях, построенных за последние 40 лет, поступает через системы ЦТ. Обычно трубы отопления, подающие тепло на радиаторы внутри зданий, расположены вертикально в виде одно- или двухтрубной системы (см. Рис. D1 и D2 в Приложении D). В однотрубной системе горячая вода, протекающая через один радиатор, проходит через несколько радиаторов, прежде чем вернуться к источнику. В противоположность этому, в Западной Европе (по крайней мере, в более новых зданиях) трубы расположены горизонтально, так что каждый радиатор и источник ГВКБВ в квартире снабжается одной замкнутой линией; стандартными являются двухтрубные системы.

В ЦВЕ/БСС фактически до 1990 года не существовало приборов учета тепла и горячей воды в жилых, коммерческих и общественных зданиях, таких как школы и больницы. В соответствие с первоначальными расчетами, у потребителей не имелись технические возможности для регулирования подачи тепла отдельно на своих радиаторах; обычно их также не было на уровне отдельных домов. Регулирование теплоснабжения (и таким образом уровня потребления) в системах ЦТ с установившемся течением производилось централизованно на теплоцентралях и теплопунктах в соответствие с уровнем наружной температуры. Даже если клапаны устанавливались на радиаторах и работали, их собственная работа и использование не влияли на сумму счета за отопление, который основывался на суммарных тарифах (см. Раздел 5.2.5).

---

[20] В работе Алана Берто и Бертрана Рено "Социалистические города без рынков на землю" (*Journal of Urban Economics*, Vol. 41 (1997), pp.137-151) анализируются недостатки, связанные с такой структурой развития.

[21] Однако в самих центрах городов плотность зданий (поэтому и потребность в тепле) может быть исключительно высокой (как в Будапеште), но поскольку здания весьма старые, они оборудованы отдельными отопительными системами. Проведенная на более позднем этапе реконструкция инженерного оборудования потребовало бы высокие затраты на строительство.

3.1.3.6 Выводы.

В существующей форме ЦТ в ЦВЕ/БСС является неэффективной энергетической системой, которая нуждается в инвестициях во все ее компоненты. Такие инвестиции, которые взаимозависимы в процессе повышения общей эффективности теплоснабжения, в первую очередь требуются для:

- Оптимизации выработки тепла;
- Снижения теплопотерь и потерь воды в теплосетях;
- Повышения КПД системного регулирования;
- Снижения теплопотерь на стороне нагрузки путем улучшения оборудования потребителей;
- Расширение системы за счет интегрирования изолированных сетей там, где это экономично.

3.1.4 Инвестиции для оптимизации мощностей по выработке тепловой энергии

Выработка тепловой энергии в ЦВЕ/БСС характеризуется четырьмя основными группами проблем:

- Частое наличие избыточных мощностей по производству тепловой энергии, что приводит к низкому КПД котлов и высоким фиксированным издержкам (за неиспользованные мощности);
- Котлы старые и часто их обслуживание находится на низком уровне, вызывая высокое потребление топлива
- Доля ТЭЦ сравнительно низка, что приводит к высокой себестоимости тепловой энергии;
- Установки ЦТ могут быть источником крупных экологических проблем, особенно если используется лигнит, уголь или мазут.

На основе реального прогноза спроса на тепло (См. Приложение В) вышеуказанные проблемы должны решаться через инвестиции в мощности по выработке.

3.1.4.1 Повышение эффективности и характеристик ОК

При условии существовании потребности в нынешних мощностях котлов, их эффективность должна быть повышена выше нынешних 60-80 %, что характерно для старых котлов. При наличии автоматизации, приборов управления, при замене камеры сгорания и очистки поверхности котлов эффективность может быть повышена до 85 %. Иногда единственной альтернативой может быть установка нового котла, КПД которого может достигать 90 % (или даже больше при применении конденсационных котлов). Конденсационные котлы особенно экономичны в системах ЦТ с низкой

температурой, работающих при 90 - 95^{0}C максимум (например, в изолированно расположенных сетях) [22].

Современные газовые котлы все больше заменяют угольные и мазутные котлы, в большинстве случаев по экологическим соображениям, для снижения вредных выбросов на месте. Хотя это является положительным шагом, при любой схеме реконструкции должно быть тщательно взвешено, не лучше ли систему ЦТ с централизованной ОК заменить на более децентрализованную систему (также работающую на природном газе). Этот вариант следует принять в расчет, особенно когда требуется комплексная программа реконструкции теплосетей.

Использование местных возобновляемых видов топлива в ОК может стать жизнеспособной стратегией в деле снижения затрат на выработку тепловой энергии как показывает опыт в Эстонии. Отходы производства лесного и сельского хозяйства или торф имеются во многих странах. В Эстонии, например, торф и стружки могут стать самым дешевым видом топлива.

3.1.4.2 Повышение эффективности и рабочих характеристик комбинированного производства

Комбинированное производство всегда являлось наиболее важным оправданием для создания крупных систем ЦТ, которые создавали рынок для тепловой энергии, от которой в противном случае нужно было бы избавится как от бесполезного побочного продукта выработки электроэнергии. При сравнение с отдельной выработкой тепловой и электрической энергии, комбинированное производство является наиболее эффективным способом производства для выработки тепла и электроэнергии (См. Табл. 3-2 и Приложение С). Однако превращение этого технического преимущества в экономическое в форме низких затрат на тепло и электроэнергию зависит от факторов нетехнического характера.

В настоящем отчете принята позиция, по которой максимальное использование экономического потенциала для тепловой энергии, полученной в результате комбинированного производства, является ключом к снижению затрат на тепловую энергию в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС. Это требует, чтобы тепловая энергия получала больше выгоды от преимуществ совместного производства, чем это происходит в настоящее время. Более подробно этот вопрос рассматривается в Разделе 5.2.6. и в Приложении С. При обсуждении в настоящей и следующей главе используется следующий подход: прямые расходы, которые явно обусловлены одним из двух продуктов, должны быть напрямую приписаны этому продукту. Вторым шагом будет вычитание доходов от продаж электроэнергии из оставшихся затрат и теплу будет приписана остаточная стоимость (плюс напрямую приписанные расходы). Если тариф

[22] Низкотемпературные системы ЦТ обычно используются в Дании. См. сноску [26]

на электричество составит примерно 0,04 долл. США /кВт.ч или выше[23], это приведет к тому, что тепло примет на себя большую часть выгод комбинированного производства.

Практически, тогда можно предположить, что экономически оптимальный баланс между теплом, выработанным на ТЭЦ и ОК, составит 90 %/10 % или 80 %/20 % годового производства тепловой энергии. Для достижения этой доли производства мощность агрегатов ТЭЦ для выработки тепла (в режиме комбинированного производства, не считая установленные ОК) составила бы 30-50 % годовой пиковой нагрузки мощности, вырабатывающей тепловую энергию. Мощности ОК должны составить 85-65 % (включая мощность горячего резерва и резервную мощность 15 %) от годовой пиковой потребности для обеспечения достаточной безопасности поставок. Если цены на электроэнергию, которые могут быть получены, будут ниже, что происходит когда имеется избыточная установленная мощность в секторе энергетики, оптимальная доля комбинированного производства будет ниже, а производственные затраты на тепло будут выше.

Только лишь в нескольких крупных городах ЦВЕ/БСС доля ТЭЦ приближается к предложенному выше экономически оптимальному варианту. Ситуация с ТЭЦ в шести исследованных городах показана в Табл. 3-1. Вроцлав ближе всех стоит к оптимальному балансу; мощности выработки тепловой энергии в режиме комбинированного производства составляют примерно 60 % установленной мощности выработки тепловой энергии (и технического пара), но фактическая доля тепла, произведенного при комбинированном производстве ниже. Доля ТЭЦ в общей установленной мощности в Оренбурге, Софии и Днепропетровске выглядит достаточно высокой, но, особенно в Оренбурге и Днепропетровске, фактическая доля производства тепловой энергии на ТЭЦ значительно ниже. Целые районы этих двух городов обслуживаются ОК. В Тимишоаре вообще нет ТЭЦ. Крупная установка ОК первоначально предназначалась для работы в режиме ТЭЦ, но генераторы так и не были подключены. В Каунасе установленная мощность для выработки электроэнергии на ТЭЦ едва используется из-за отсутствия потребности на продукцию. ТЭЦ работает в режиме ОК, но менее эффективна, чем специализированная ОК.

Общая эффективность многих ТЭЦ в режиме максимального отвода теплоты часто довольно низкая - примерно 70-75 %[24]. В западноевропейских ТЭЦ КПД обычно составляет 80-90 %. Большинство из существующих ТЭЦ в ЦВЕ/БСС использует турбины с противодавлением, которые вырабатывают электроэнергию и теплоту более или менее в постоянных пропорциях [25]. ТЭЦ в Западной Европой используют как

---

[23] Это произойдет, если общенациональный рынок энергии будет иметь соответствующий баланс между спросом на мощности, вырабатывающие электроэнергию, и их предложением, что даст предельные затраты длительного периода на эту величину.

[24] Определяется как ((МВт$_{эл}$+МВт$_{тер}$)/МВт расход топлива). Общий КПД ТЭЦ является двусмысленным показателем. Некоторые установки работают с применением агрегатов комбинированного производства и агрегатов чистого производства электроэнергии; соответственно общий КПД будет ниже. Более подробно эффективность комбинированного производства рассматривается в Приложении С.

[25] Некоторая гибкость может быть достигнута путем установки дополнительного охладителя и редукционных клапанов.

турбины с противодавлением, так и конденсацию и отвод пара с гибкими пропорциями тепловой и электрической энергии, которые повышают КПД систем ЦТ. Кроме того, газовые турбины и установки с комбинированным циклом находят все большее применение в Западной Европе благодаря повышенному КПД, особенно при выработке электроэнергии, и более низким удельным затратам на инвестиции. Для сравнения типичных современных технологий комбинированного производства см. Табл. 3-2. КПД выработки тепла в режиме комбинированного производства может быть еще больше увеличено благодаря использованию теплоаккумуляторов в сочетании с низкотемпературным режимом работы системы ЦТ, что приводит к повышению и увеличению гибкости при выработке электроэнергии, и низким затратам на выработку тепла [26].

Таблица 3-1. Использование ТЭЦ при выработке тепла

	Технические характеристики					
Город	*Установленная электрическая мощность, $МВт_{эл}$*	*Теплоемкость в режиме комбинированного производства, $МВт_{тер}$*	*Общая установленная тепловая мощность, $МВт_{тер}$*	*Топливо*	*Пиковая тепловая нагрузка, [b] $МВт_{тер}$*	*Доля теплоты выработанной комбинированным способом (в % от мощности)*
Днепропетровск[a]	600	600 (400 используется)	2600 (номинал.), из которых 2000 в ОК	Уголь, природный газ	1372	30
Теплосети Каунаса	170 12	594	1400	газ, мазут	нет данных	2-5 [d]
Оренбург	445	745	1605+	Газ	нет данных	46
София	311	933	4096	Газ, мазут, ЛДТ	2895[c]	23
Тимишоара	0	0	1025 или 901	Лигнит / газ	909 подключено, 628 получают	0
Вроцлав	369	1459	2311	Уголь	Нет данных	63

ЛДТ: легкое дистиллятное топливо.

a. Данные относятся только к магистральным системам ЦТ на правом и левом берегу. Только система ЦТ на левом берегу получает тепло от агрегата комбинированного производства. Вторая ТЭЦ (87 $МВт_{эл}$, 730 $МВт_{тер}$) поставляет теплоту на машиностроительный завод и на отдельную систему ЦТ.

b Включая паровую промышленную нагрузку.

c. Пиковая тепловая нагрузка на теплоцентралях в 1995 г..

d. Доля тепла, производимого комбинированным способом в годовом объеме продукции.

Источник: ESMAP Исследования городов

[26] Низкотемпературный режим работы систем ЦТ распространен в Дании. В некоторых случаях температура большую часть года составляет лишь 70-80 °С. Относительно описания преимуществ низкотемпературного режима работы см. Датская комиссия по централизованному теплоснабжению, *News from DBDH*, № 1/1999 г. стр. 3-9.

В некоторых случаях блокирование отдельных участков системы ЦТ может привести к большей доле комбинированного производства. Это произойдет, если различные типы мощностей для выработки теплоты обслуживают прежде отдельные зоны обслуживания. В Варшаве, например, некоторые зоны обслуживаются ТЭЦ, другие - ОК. Существующие мощности ТЭЦ были бы достаточны для покрытия базисной нагрузки во всей системе.

Таблица 3-2. Характеристики технологий комбинированного производства

Технология	*Типичный общий КПД электростанции* [a] *(%)*	*Типичный электрический КПД (%)*	*Типичный тепловой КПД (%)*	*Типичный размер ($МВт_{эл}$ + $МВт_{тер}$))*	*Типичные инвестиционные затраты (долл. США/кВт)*
Конденсационно-теплофикационная ТЭЦ на угле	90	42	48	500	1400
Противодавленческая ТЭЦ на угле	90	38	52	100	1600
ТЭЦ с небольшими газовыми турбинами	90	28	62	20	1200
ТЭЦ с большими газовыми турбинами	90	35	55	150	750
ТЭЦ с парогазовой турбиной с комбинированным циклом (ПГТКЦ)	94	48	46	200	950
ТЭЦ с газодизельным двигателем	85	45	40	2	1200

a. Определяется как (($МВт_{эл}$+$МВт_{тер}$)/МВт расход топлива).
Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

3.1.4.3 Инвестиции с целью снижения вредных выбросов от теплоэлектроцентралей

Самый важный экологический аспект в секторе ЦТ относится к загрязнению воздуха в результате использования угля и мазута, каждый из которых обычно имеет высокое серосодержание. (Более подробный анализ экологических проблем приведен в Разделе 4.3, Глава 4.). Часто длительное использование этих видов топлива не совместимо с местными нормами и стандартами качества воздуха. Предприятию ЦТ пришлось бы инвестировать в оборудование по десульфурации или перейти на природный газ. Если продолжительность экономической жизни ТЭЦ/ОК не превышает 10-12 лет, не имеет смысла устанавливать оборудование для десульфурации. Когда приходится решать вопрос инвестиций в новую ТЭЦ, выбор производится между газовой турбиной с комбинированным циклом (ГТКЦ) и новым современным ТЭЦ на угле, оснащенным эффективным оборудованием для десульфурации. В Вроцлаве первый вариант оказался наиболее экономичным (Глава 4). Здесь, как и во многих городах Польши, использование угля в домовых котлах или ОК, которые снабжают теплом небольшие изолированные сети, систематически снижается, либо благодаря использованию природного газа либо подключению изолированных сетей к блокированной системе ЦТ.

3.1.5 Инвестиции в целях снижения технических потерь при передаче и распределении [27]

3.1.5.1 Трубопроводные технологии

В системах ЦТ в странах ЦВЕ/БСС преимущественно используется технология, где стальные трубы изолируются минеральной ватой или пенобетоном. Трубы обычно прокладываются под землей в бетонных коробах, которые защищают трубопровод от внешнего давления и позволяют дренировать воду [28]. На некоторых участках трубопроводной сети, особенно в системе передачи, трубы проложены над поверхностью земли.

Предварительно изолированные трубы, уложенные непосредственно на грунт, стали доминирующей технологией в Западной Европе, и начали применяться в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС с конца 80-х годов. Они состоят из внутренней стальной трубы, полиуретановой изоляции и внешнего кожуха из высокоплотного полиэтилена, который не нуждается в бетонном коробе. Но поскольку технология с предварительной изоляцией труб обходится дороже, чем технология со стальной трубой, последняя продолжает находить применение. Ситуация изменится, когда будут установлены рыночные цены для покрытия реальных расходов на бетон, сталь, минеральную вату и трудовые ресурсы.

3.1.5.2 Потери тепла и воды

Путем определения потерь тепла и воды и частоты аварий можно оценить общее качество системы распределения. [29] До осуществления программы модернизации и реконструкции, большинство систем ЦТ ЦВЕ/БСС характеризовались высокими потерями воды и энергии, по сравнению с системами западноевропейских городах. В Табл. 3-3 с западноевропейскими стандартами сравниваются потери тепла и воды в шести исследованных городах. Теплопотери оцениваются приблизительно из-за того, что в большинстве систем ЦТ имеется лишь незначительное количество приборов учета тепла. Большая часть мощностей по выработки теплоты замеряет (с большей или меньшей точностью) тепло, подаваемое на систему распределения. Все большее число центральных теплопунктов обновляет свое оборудование, но из-за отсутствия приборов учета тепла в зданиях, потери вторичной сети не могут быть замерены. И, как правило, новые современные теплопункты, которые обычно устанавливаются в отдельных зданиях, оснащены приборами учета тепла.

---

[27] Для ознакомления с общими инженерными конфигурациями систем ЦТ в ЦВЕ/БСС, а также режимами температуры, давления и работы см. Приложение. D.

[28] Кроме того, для борьбы с влажностью должна быть вентиляция

[29] Частота аварий может дать лишь приблизительную картину состояния системы. Не существует стандартного определения термина "авария". Без классификации аварии также не ясно, является ли она крупной или небольшой. Однако, предполагая, что предприятие ЦТ будет вести регистрацию аварий согласно неизменным правилам, динамика аварий на протяжении нескольких лет даст полезную информацию о состоянии системы.

В Табл. 3-3 показаны высокие потери в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС по сравнению с системами ЦТ в Западной Европе. Она также отражает наличие недостатков у первичных систем распределения, по сравнению с вторичными. Имеется несколько причин этому. Теплопотери зависят от течения воды, температуры горячей воды (на входе и в обратном трубопроводе), температуры окружающего воздуха, поверхности труб, длины труб и физических свойств используемых материалов. Иногда какой-нибудь фактор сводит на нет воздействие других; иногда он усиливает их. Подземные воды или сточные воды, проникающие в бетонные коробы, неблагоприятно воздействуют на свойства изоляционного материала, вызывая высокие теплопотери. Небольшая длина сети может уменьшить потери; крупная сеть может усилить воздействие теплопотерь. Более низкие средние температуры горячей воды во вторичных сетях вызывают сравнительно малые потери, а высокие температуры в первичных сетях относительно высокие потери. Однако более низкие потери во вторичных сетях могут быть нейтрализованы воздействием другого фактора, такого как больший массовый расход.

Высокий уровень потерь воды в большинстве систем ЦТ в исследованиях указывает на плохое техническое состояние теплосетей, которые склонны к коррозии. Потери воды также сильно влияют на высокие теплопотери. Состояние вторичной распределительной сети часто является основной причиной для высокого уровня потерь тепла и воды в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС. Теплопотери до 25 % часто можно обнаружить во вторичном распределении по следующим причинам:

Таблица 3-3. Сравнения потерь воды и расчетных потерь тепла при передаче и распределении в исследованных городах и в Западной Европе

Город	*Потери воды (пополнение ко всему объему, количество раз в год)*	*Теплопотери (% от вводимого тепла в сеть)*	*Тип вторичной распределительной системы*	*Длина сетей, первичная / вторичная, км*
Днепропетровск	Первичная: 40 Вторичная: н/д	Первичная: н/д Вторичная: 25%	Четырехтрубная прямая	89 / 296
Каунас	Первичная: 40 Вторичная: н/д	Первичная: 14% Вторичная: 24%	Четырехтрубная прямая	268 / 102
Оренбург	Первичная: 40 Вторичная: н/д	Первичная: 9%[a] Вторичная: 25%	Четырехтрубная (100%) прямая (70%)	103 / 310
София	Первичная: 40 Всего: 26	Всего: 20%	Двухтрубная внутридомовые теплопункты	827 / 0
Тимишоара	Первичная: 29 Вторичная: 155	Первичная: 9% Вторичная: 18% Всего: 24%	Четырехтрубная прямая Косвенная	88 / 302
Вроцлав	Первичная: 40	Всего: 11%	Двухтрубная внутридомовые теплопункты (60%)	49 / 360
Западноевропейская система	Всего: максимально 1–5 раз	Первичная: 5–10% Вторичная: 0%	внутридомовые теплопункты	н/д

н/д: Нет данных

а. Только системы передачи; вторичная включает первичное распределение.

Источник: ESMAP Исследования городов.

- Квартальные теплопункты, где используются теплообменники для отделения вторичной распределительной сети, предназначенной для обогрева помещений, от первичной, часто имеют проблемы с производством в них подпиточной воды - момент, который существенно снижает средний срок службы вторичных труб по сравнению с трубами в первичной сети. Другой причиной для ускоренной коррозии является то, что течение воды во вторичной распределительной сети, предназначенной для обогрева помещений, прекращается после окончания отопительного сезона. КПД теплопередачи часто снижается из-за высокого уровня засорения теплообменников, вызванного минеральными отложениями. Четырехтрубные системы особенно малоэффективны. В Табл. 3-3 показана четкая взаимосвязь между высоким уровнем потерь при транспорте теплоты и использовании четырехтрубных систем. ГВКБВ постоянно циркулирует в системе, таким образом, вызывая большие теплопотери[30] которые усиливаются высокими потерями воды, вызванными ускоренной коррозией труб ГВКБВ [31]. Технический срок службы труб ГВКБВ обычно составляет 10 лет, но может сократиться до 2-3 лет в зависимости от качества материала, из которого изготовлены трубы. В некоторых городах БСС, где финансирование даже техобслуживания чрезвычайно ограничено, обратные трубы ГВКБВ часто не заменяются и вода не возвращается. Такой тип "открытой" системы еще больше повышает потери воды и тепла. Потребление ГВКБВ на одного потребителя в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС может в 6 раз превышать средний уровень в западноевропейских системах ЦТ. Только небольшая часть этого обусловлена сверхпотреблением из-за отсутствия приборов учета; большинство обусловлено потерями в системе распределения.
- Потери воды происходят также, когда отопительная сеть открыта в том смысле, что расширение воды компенсируется открытым прудом, расположенным на верхнем этаже здания, где перелив поступает в дренажную систему (открытое расширение), а не расширительным бачком, где мембрана и/или газ под давлением заставляет воду расширяться (закрытое расширение). Первая система больше распространена в ЦВЕ/БСС, а последняя в Западной Европе.

3.1.5.3 Нетехнические потери тепла и воды

Помимо плачевного состояния распределительных сетей, традиционные системы ЦТ в ЦВЕ/БСС подвержены другим, хотя и менее крупным потерям воды и тепла. Коммерческие потери обусловлены отводом горячей воды для целей, не предназначенных для отопления, в помещениях потребителя. Взятие воды из радиаторов происходит в "прямых" системах ЦТ, где внутридомовое распределение тепла не отделено от распределения ЦТ [32]. До тех пор, пока поступление и выпуск воды ЦТ не замеряется на входе здания, отвод тепла относится к системным потерям. Другой вид потерь обусловлен отсутствием приборов для регулирования подвода тепла

[30] По этой причине на предприятиях ЦТ Румынии ГВКБВ подается только в течение нескольких часов в день.

[31] Подпиточная вода не может использоваться, т.к. для потребления служит ГВКБВ, а использование медных труб вместо железных или стальных обходится слишком дорого.

[32] Такие системы иногда называются "открытыми системами".

в помещениях потребителя. Потребители могут избавиться от излишнего тепла лишь открыв окна.

Поскольку нетехнические потери в основном возникают во внутридомовых системах, исключительно трудно оценить объем нетехнических потерь в системах с прямыми системами теплопередачи.

3.1.5.4 Инвестиции в реконструкцию и замену сетей

Основная доля "сверхнормативных потерь" (по сравнению с западноевропейскими системами) обусловлена специфическими слабостями систем ЦТ. Нацеленность инвестиционной программы на устранение этих узких мест даст существенное снижение потерь, потребовав лишь доли затрат от стоимости замены всей системы. Наиболее важные причины этих недостатков определяются в следующих разделах.

Наиболее важными категориями инвестиций для борьбы с потерями в сетях ЦТ в ЦВЕ/БСС являются следующие:

- Уплотнение сетей путем установки клапанов
- Усиление мощностей производства подпиточной воды в системах, в которых существующая мощность не может справиться со спросом из-за потерь воды; такие инвестиции снижают коррозию труб;
- Установка новых компенсаторов в системах, которые используют "телескопические компенсаторы," которые склонны к течи, при условии, что сегменты трубопровода не будут заменяться на трубы с предварительной изоляцией;
- На участках с высоким уровнем грунтовых вод либо замена труб, либо герметизация каналов и труб для борьбы с проникновением вод.

Высокие потери в теплосетях ставят вопрос о том, является ли экономически целесообразным замена всей сети или части ее на современные предварительно изолированные трубы. Из-за высокой стоимости замена всей существующей сети современной сетью неэкономична и неосуществима в финансовом отношении. Стоимость предварительно изолированной трубы зависит от ее диаметра. В среднем трубы с размерами, которые применяются в типичной теплосети, стоят примерно 250 долл. США за 1 км двойной трубы, уложенной в грунт. Разделение между стоимостью труб и стоимостью установки примерно составляет 70 %/30 % для более крупных линий передачи и 80 % /20 % для небольших распределительных труб.

Если теплопотери обусловлены лишь недостаточной изоляцией (конвекция и потери на излучении), замена старых труб не будет жизнеспособной. Чистая текущая стоимость (ЧТС) накопленной экономии энергии обычно слишком незначительна для компенсации крупных инвестиционных затрат. Тем не менее, если теплопотери большей частью обусловлены потерями воды, замена обычно становится срочной и жизненно важной мерой для реконструкции. Поскольку потери воды обычно вызваны плохим качеством подпиточной воды и соответственно более серьезными проблемами,

связанными с коррозией, вся система может быть под угрозой и срок службы системы (или соответствующего участка) может сократиться. В Варшаве потери воды составляли примерно 2000 тонн в час (т/ч) в 80-х годах. Замена трубопровода, инженерного оборудования и компенсаторов привели к снижению потерь с 1400 т/ч до 450 т/ч в период с 1992 г. по 1998 г., причем срок окупаемости инвестиций оказался чрезвычайно коротким.

Вопрос о том, заслуживают ли участки сети замены, зависит от состояния труб, от разницы в технологии изготовления старых и новых труб и от физической среды, в которой прокладываются трубы. Из-за различных проблем с коррозией, возраст трубы обычно является грубым показателям его состояния[33]. В среднем более старые теплораспределительные трубопроводы отличаются более высокими потерями тепла и воды (течь), чем новые. Потери возрастают со временем из-за (1) внутренней коррозии, вызванной неудовлетворительной системой подготовки воды, (2) потери изоляционных свойств из-за проникновения воды в бетонные каналы, и (3) внешней коррозии, обусловленной агрессивной водой, поступающей в каналы. Как внутренняя, так и внешняя коррозия существенно сокращают срок технической службы. Хотя стенки старых труб толще, коррозия может сократить срок службы до 10 лет и менее. Там, где отмечаются высокие уровни грунтовых вод такая коррозия особенно заметна. Кроме того, современные технологии позволяют выпускать трубы с лучшими изоляционными свойствами.

Техобслуживание старых труб стоит дороже техобслуживания современных ввиду их износа, а также того, что современные технологии изготовления трубопроводов требуют более низких затрат на техобслуживание. В сетях, проложенных в бетонных каналах, определение места повреждения и устранение течи является трудным и дорогостоящим процессом. Предварительно изолированные трубы могут быть заранее оснащены датчиками, которые обнаруживают и сообщают о течи. В ЦВЕ/БСС профилактическое обслуживание проводится редко, и ремонт производится только в случае крупных аварий. В этих случаях заменяется или восстанавливается не только непосредственно поврежденная линия, но также и более крупные участки соединенных трубопроводов.

Ремонт "автоматически" обновляет сети - заменяется место повреждения [34]. Замена поврежденной трубы на новую часто необходима, когда труба достигла предела своей технического срока службы. Срок службы стальных трубопроводов в системе передачи и системе первичного распределения составляет 25-35 лет, если плохое качество подпиточной воды и агрессивные грунтовые воды не ускорят коррозию труб. Эксплуатационный срок службы современных предварительно изолированных труб

---

[33] В Каунасе 10 % труб прослужили более 35 лет. Однако 20 % труб в возрасте 20-25 лет обычно находились еще в более худшем состоянии, потому что качество изготовляемых труб ухудшилось в период прокладки труб.

[34] Некоторые такие повреждения возникают во время отопительного сезона и приводят к нарушению теплоснабжения. Другие возникают в связи с испытаниями давления, которые проводятся раз или два раза в год вне отопительного сезона. Ремонтируются те трубы, в которых обнаружены повреждения.

составляет 40-50 лет при надлежащем качестве воды.[35] Такая замена относится к стоимости эксплуатации и техобслуживания (ЭТ), а не стоимости инвестиций, но это дает "бесплатную" выгоду от инвестиций в виде более низких затрат на энергию и на техобслуживание в течение сроков службы новых труб.

Важно при реконструкции сетей определить момент, когда следует инвестировать в замену участка трубопровода, который еще не достиг конца своего технического срока службы. Частота повреждений и ремонта на 1 км трубопровода в течение года на участке теплосетей приблизительно показывает состояние труб на конкретном участке и помогает определить участки, где профилактическая реконструкция трубопровода может быть экономически оправдана. В системах ЦТ Германии в среднем происходит 0,2 повреждения на 1 км; в Оденсе (Дания) 0,5; в Софии 0,7-2,1; в Варшаве количество повреждений на 1 км упало с 2 до 0,6. Участок сети достигает конца своего экономического срока службы в год, когда чистая текущая стоимость "излишних эксплутационных расходов" [36] в течение оставшихся лет своего эксплуатационного срока службы выше, чем ЧТС выравненной стоимости инвестиций в новые трубы в течение того же периода. Экономическая оценка инвестиций в ускоренное обновление трубопровода предусматривает два вида расчетов.

- Анализ издержек и выгод в течение всего оставшегося эксплуатационного срока службы *существующего* трубопровода показывает факт и время достижения конца его экономического срока службы.
- Анализ затрат/выгод срока службы *нового* трубопровода устанавливает общую норму прибыли инвестиций в новый трубопровод. Выгоды включают предшествующие замены поврежденных частей за последний год плюс сниженные затраты на эксплуатацию и техобслуживание (пониженные потери воды и энергии, экономию электроэнергии, сниженные годовые затраты на техобслуживание) в течение срока службы трубопровода.

Обычно анализ результатов реконструкции сети выводит на относительно скромную программу инвестиций в замену труб системы передачи и первичного распределения. По проектам Всемирного Банка по теплоснабжению в Польше, например, было заменено в течение 4-5 летнего периода примерно 10-25 % труб. С другой стороны, вторичная система распределения - в особенности, четырехтрубные системы - как правило, ликвидируется.

При оценке проблемы замены во внимание следует принять следующее:

- Сеть состоит из большего числа компонентов, чем просто трубы. Компенсаторы являются частым источником потерь тепла и воды. Замена наихудших из них может существенно снизить потери, как показано в проекте Всемирного Банка по ЦТ, осуществленном в Варшаве. Другими источниками потерь являются клапаны и теплообменники.

---

[35] Параллельно с прокладкой предварительно изолированных или других новых труб должно быть улучшено качество воды во избежание коррозии новых труб.

[36] Потери тепла и воды, ремонт и дополнительная электроэнергия для перекачивания воды насосами.

- Если трубопровод находится в относительно хорошем состоянии и можно установить месторасположение повреждения, замена инженерного оборудования может стать низкозатратной альтернативой замене труб. Часто плохое состояние бетонных коробов обуславливает потери тепла и воды. Подземные и канализационные воды, проникающие в коробы, увлажняют изоляционный материал, и вызывают процесс разрушительной коррозии. Очевидно, что лишь замена изоляции не решит проблему. Одним из вариантов представляется герметизация всего короба, таким образом, предотвращая проникновение воды и останавливая внешний коррозионный процесс. Смесь битума и пробковой крошки ("LEBIT") использовалась для герметизации коробов, и дала хороший результат, например, в нескольких системах ЦТ в бывшей ГДР, а также во Вроцлаве.

Проблемы из-за вторичных систем распределения, в деталях обсуждаются выше. Как правило, рекомендуется ликвидировать центральные теплопункты и удлинить первичную сеть распределения до зданий, где будут установлены индивидуальные теплопункты. Это является современной технологией как в западноевропейской системе ЦТ, так и в большинстве более крупных программ модернизации систем ЦТ в ЦВЕ/БСС. Тем не менее, должен быть произведен тщательный анализ относительно того, действительно ли следует ликвидировать вторичные теплосети, а централизованные теплопункты заменить на индивидуальные. Реконструкция более крупных теплопунктов и ликвидация четырехтрубных систем, может стать низкозатратным вариантом (см. ниже) из-за эффекта масштаба. Вторичная теплосеть может в принципе работать так же эффективно, как и маленькие системы ЦТ в Западной Европе. Однако можно предположить, что со временем большинство зданий будет оборудовано индивидуальными теплопунктами.

3.1.5.6 Состояние трубопроводов по конкретным исследованиям

Состояние трубопроводов в системах ЦТ, которые были изучены в шести городах, зависят частично от качества подпиточной воды. Она оказалась удовлетворительной в Каунасе, Софии, Вроцлаве, и в системе передачи и первичной системе в Оренбурге. Состояние сетей было следующим:

- Осуществляемая в Каунасе программа, предусматривает ежегодную замену 6-10 км поврежденных труб (первичной плюс вторичной) в год, что равно 2,5 % установленной сети. Консультанты рекомендовали увеличить это расстояние до 17 км в год в течение первых 5 лет. Это было бы равно ежегодной замене 4 % установленной сети. Часть программы ускоренной замены трубопроводов касалась участков, расположенных в зонах с высоким уровнем подземных вод.
- В Софии изолированные пенобетоном трубы были серьезно повреждены коррозией. Эти трубы прослужили более 30 лет и составляли 23 % всей трубопроводной сети. Консультанты рекомендовали заменить эти трубы на предварительно изолированные.

- В Оренбурге система передачи была в относительно хорошем состоянии и инвестиции могли быть ограничены обычной заменой поврежденных участков. Потери воды в первичной системе были вызваны в основном течью компенсаторов и для решения проблемы была предложена инвестиционная программа. Слабость мощностей по подготовке вод привела к использованию неподготовленных вод во вторичной системе, что обусловило течь и необходимость в замене труб каждые 2-3 года.
- Предприятия ЦТ во Вроцлаве уже инвестируют в умеренную программу модернизации теплосетей, включающей применение предварительно изолированных труб.
- Вторичные теплосети в Тимишоаре находятся в весьма плачевном состоянии. Вода проникает в бетонные коробы, что ведет к коррозии и высоким потерям воды и тепла. Питательная вода не подготавливается и таким образом вызывает внутреннюю коррозию. Консультанты предложили заменить четырехтрубную систему двухтрубной, ликвидировать центральные теплопункты и оснастить здания индивидуальными теплопунктами.
- В Днепропетровске средний срок службы труб во вторичной системе составляет примерно 10 лет. Мощности установок по подготовке вод недостаточны для производства требуемого количества подпиточной воды. На многих участках теплосети трубы поэтому приходится заменять каждые 3-5 лет. В общем, примерно одна четверть вторичной сети нуждается в срочной замене. Консультанты предложили использовать трубы с предварительной изоляцией, а предприятие ЦТ предпочло использовать эмалированные трубы.

3.1.5.7 Блокировка сети

Стратегия рационализации теплосетей обычно разрабатывается как часть программы модернизации ЦТ. Такая стратегия должна учесть следующие аспекты:

- Предполагается ли подключение к сети каких-либо небольших изолированных систем ЦТ, расположенных достаточно близко к магистрали или трубопроводам передачи, таким образом, снижая местные экологические проблемы и в большей степени используя преимущество комбинированного производства?
- Следует ли блокированную систему, работающую "в режиме островков", преобразовывать в систему, которая работает в интегрированном режиме, с эксплуатацией теплоцентралей, распределенных в порядке их эффективности затрат?

Соединение изолированных систем к блокированной сети обладает двумя преимуществами: это может сэкономить энергию, снизить затраты и смягчить местные экологические проблемы. Энергия будет сэкономлена, если агрегаты с более высокими КПД (такие как ТЭЦ) смогут заменить выработку теплоты на местных ОК. Подобным образом могут быть снижены вредные выбросы, если производство теплоты сосредоточится на более эффективных с точки зрения окружающей среды агрегатах. Затраты можно сократить благодаря распределению в порядке эффективности затрат.

Мощность блокированной системы, как правило покрывает более высокий уровень нагрузки. Системы трубопроводов во многих городах ЦВЕ/БСС избыточно крупны по размерам[37] и снижение промышленной потребности в паре высвободило некоторые мощности по выработке тепла. Некоторые изолированные системы слишком удалены от блокированной сети для того, чтобы оправдать подключение, нередко на 7-10 км. Другие системы, которые расположены ближе к сети, тем не менее, еще могут стать кандидатами на подключение. Во Вроцлаве, например, имеются широкие возможности для расширения интегрированной сети. Подключение маленьких сетей в настоящее время питаемых ОК, работающими на угле, к блокированной сети вызовет существенное снижение экономической стоимости теплоснабжения жилищ.

Сопоставление "островного" режима работы по отношению к "интегрированному" не рассматривалось подробно при исследовании шести городов. Требуется подробный гидравлической анализ, для того чтобы придти к какому-либо выводу по этому аспекту. Вкратце ситуация складывалась следующая:

- В Каунасе сеть разделяется на два участка: больший участок обслуживается ТЭЦ и меньший установками ОК. Причина для изолированного режима работы заключается в различиях по высоте разных районов города. Переход на интегрированную эксплуатацию потребует инвестиции в более мощные насосы на ТЭЦ плюс упрочнение труб на некоторых участках сети. В Софии сеть работает как четыре отдельных зоны обслуживания. Возможность интегрированной эксплуатации ограничена недостаточными мощностями передачи между сетями.
- Во Вроцлаве сеть в настоящее время разделена на два района. Планируется блокирование.

Решение о блокировании должно основываться на экономическом анализе. Инвестирование в блокирование прежде отдельных сетей будет иметь смысл, если они питаются (или вскоре будут питаться) от ТЭЦ. В прошлом жизнеспособное комбинированное производство могло быть реализовано лишь в отношении крупных агрегатов, которые обычно работали на угле или мазуте. Природный газ или легкое дистиллятное топливо (ЛДТ) по многим причинам отсутствовали для выработки электроэнергии и теплоты. При увеличении поставок природного газа и отмене вмешательства государства в регулирование энергетических рынков в настоящее время разрабатываются и становятся конкурентоспособными децентрализованные технологии, основанные на природном газе. В настоящее время маленькие газовые турбины или ТЭЦ с комбинированным циклом могут вырабатывать теплоту и электроэнергию с затратами сравнимыми с затратами больших ТЭЦ или даже ниже.

---

[37] Трубопровод имеет размеры в соответствии для накопленной расчетной пиковой тепловой нагрузкой в соответствии с техническими нормами зданий, подключенных к системе. Поскольку норма обычно рассчитана с запасом прочности, система обычно имеет излишнюю протяженность. Более того, уменьшающаяся потребность в нагрузке в жилом и особенно промышленном секторе делают протяженность еще более избыточной.

Новые технологии сделали крупные централизованные теплосети устаревшими или, по крайней мере, поставили их существование под сомнение. Нет причин расширять централизованные системы квази-автоматически путем добавления изолированных сетей или блокирования крупных отдельных сетей. Крупные блокированные системы жизнеспособны, если они питаются от существующих крупных ТЭЦ или крупных новых ТЭЦ, которые более конкурентоспособны в отношении выработки электроэнергии. В противном случае рекомендуется изучить, по крайней мере, следующие возможности, дополнительно к блокированию: (1) установку более мелких агрегатов ТЭЦ в небольших изолированных сетях или (2) установку более мелких ОК, когда имеется возможность использования чистых видов топлива, таких как природный газ или возобновляемые источники энергии.

3.1.5.8 Уменьшение размеров диаметров трубопровода и других компонентов централизованного отопления

Как уже упоминалось, во многих системах ЦТ в ЦВЕ/БСС часть или вся сеть обладают избыточными размерами, что ведет к избыточным теплопотерям и расходам на техобслуживание. В Софии, например, передающая магистраль может давать примерно 10 тыс. МВт при гипотетической разнице температур в 80 К; в последние годы в сеть фактически подавалось менее 3 000 МВт. Трубы с внутренним диаметром 100 мм были установлены во внутридомовых теплопунктах мощностью 250 кВт; достаточно было бы труб диаметром 40 мм. Установленная мощность насосных станций также избыточна.

Избыточные размеры можно объяснить завышенной оценкой спроса (из-за использования методологии по прогнозированию спроса, которая учитывает только технические факторы[38]), а также снижением общего спроса в последнее время в результате экономического кризиса. (Последнее в основном влияет на промышленный спрос на теплоту и пар). Во многих городах никогда не реализовывались планы по строительству новых зданий, но инфраструктура ЦТ рассчитывалась на такой дополнительный спрос.

Программа реконструкции ЦТ усложнит проблему избыточного размера путем увеличения энергетического КПД теплопунктов, труб и других компонентов, таким образом, снижая как энергетический спрос, так и спрос на мощности. Внешние факторы, такие как замена инженерного оборудования в здании с целью повышения энергосбережения также вызовут снижение спроса на энергию и на мощности.

Когда вторичное четырехтрубная система распределения будет заменена на двухтрубную систему с внутридомовыми теплопунктами для обеспечения отопления помещений и ГВКБВ, часто имеет смысл инвестировать в замену или смену инженерного оборудования существующих труб вторичной системы, обеспечивающей отопление помещений. Четырехтрубные системы были предназначены для температуры 95^0C/75^0C в подающем и обратном трубопроводе. Новая первичная теплосеть будет рассчитана на 130^0C/65^0C, что позволяет снизить размеры труб.

[38] См. Приложение В.

Экономия затрат становится весьма существенной. В Тимишоаре затраты на новую вторичную четырехтрубную сеть протяженностью 328 км составят 97 млн. долл. США; двухтрубная сеть с такой же разностью температур, как и в существующей первичной сети, обойдется в 65 млн. долл. США.

Хотя этот пример иллюстрирует, что первоначальные расчеты системы ЦТ вызвали ненужные затраты, необязательно требуется замена. Если отопительные трубы находятся в приемлемом состоянии и их мощность достаточна, инвестиции могут быть отложены, таким образом смягчив финансовые проблемы.

Проблемы с размером трубопровода в этих системах требуют наличия стратегии по уменьшению со временем размеров сети [39]. Усложняющим фактором является то, что вероятно половина заменяемых в год труб составляют поврежденные трубы. Если поврежденная труба чрезмерно большого размера заменяется на трубу того же размера, конкретный участок трубопровода фактически никогда не уменьшится в размере и затраты на замену будут выше, чем требуется. Для иллюстрации последнего момента средний внутренний диаметр труб в шести городах составляет примерно 250 мм. Если предположить, что подходящий диаметр в среднем равен 200 мм, стоимость инвестиций будет примерно на 15-20 % ниже.

Во все еще преобладающих системах с установившемся течением снижение диаметров трубопроводов должно быть осуществлено, начиная с помещений потребителя и идя в обратном направлении. При системе с неустановившемся течением в принципе возможно постепенное снижение диаметров трубопровода при их замене для устранения повреждения. В обеих системах требуется тщательное моделирование гидравлики.

Таким же способом могут быть снижены размеры и других компонентов системы, включая мощности по выработке тепла. Очевидно, что это требует интегрированного подхода с охватом всей системы. Соответствующий размер генерирующих мощностей может быть определен лишь если экономия энергии и мощностей будет рассчитана удовлетворительным образом в системах передачи и распределения, а также на стороне нагрузки .

[39] Практическое решение вопроса снижения размеров не входило в техническое задание по исследованию городов.

3.1.6 Экономика инвестиций в более эффективное регулирование систем

3.1.6.1 Традиционное регулирование сетей в ЦВЕ/БСС

В прошлом регулирование сетей ЦТ в ЦВЕ/БСС было простым делом. Это простота вместе с высокой прочностью имеет свою цену в форме низкого энергетического КПД. Простая система не подходит для того, чтобы реагировать на все воздействия, которые определяют фактическую тепловую нагрузку, из-за того, что она обычно функционирует лишь в зависимости от наружной температуры. Наружная температура является важным, но не единственным фактором, определяющим тепловую нагрузку. Имеются другие климатические (например, ветер и солнечная радиация) и технические факторы (например, требования технологического процесса), а также влияние конечного потребителя (например, поведение потребителя и количество людей, находящихся в отапливаемых помещениях). Оператор такой системы может лишь неэффективно влиять на такие колебания в тепловой нагрузке. Таким образом, несоответствующее и недостаточное регулирование приводит к существенным потерям энергии.

Автоматизация, направленная на регулирование системы путем принятия этих различных факторов в расчет, открывает широкие перспективы для энергосбережения на различных участках системы, особенно в генерирующих мощностях, насосных станциях, теплопунктах и радиаторах. Она также позволяет использовать различные источники теплоты, которые могут подключаться в порядке их экономичности. Успешная автоматизация требует интегрированного подхода с вовлечением всей системы для реализации максимальных выгод. Автоматизация приводит к новой, более эффективной работе теплосетей, по сравнению с режимом установившегося течения – доминирующим режимом в ЦВЕ/БСС. Техническая структура для перехода может быть описана следующим образом (см. Приложение D в отношении более полного описания):

- *Установившееся течение и переменная температура.* Течение воды более или менее сохраняет свой устойчивый характер, в то время как температура подвода колеблется в соответствии с наружной температурой для того, чтобы производственные мощности системы соответствовали спросу на отопление. Этот режим не требует сложного оборудования для регулирования течения. Температура подвода обычно регулируется вручную на теплоцентралях в соответствии с наружной температурой на источнике теплоты. Течение воды может меняться в течение отопительного сезона, но это обычно зависит от летней / зимней конфигурации системы.
- *Неустановившееся течение и переменная температура* являются альтернативой режиму установившего течения. Температура воды и ее течение колеблются в соответствии с наружной температурой, чтобы привести производительность системы в соответствие с тепловой нагрузкой.

В системах ЦТ применяются оба режима, но редко в чистых формах, описанных выше. В Варшаве, например, применялась схема установившегося течения, но, как правило, в сочетании с определенным регулированием путем включения и выключения отдельных насосов (каскадная конфигурация).

3.1.6.2 Теплопункты и оборудование потребителя

Теплопункты и оборудование потребителя являются важной частью мер по автоматизации. Теплопункты могут находиться в собственности предприятия ЦТ, или владельца здания. Внутренние системы, предназначенные для отопления и ГВКБВ, являются собственностью владельца здания.

Теплопункты оснащены либо теплообменниками, обеспечивающими гидравлическое разделение внутренней циркулирующей воды от вторичной распределительной системы, или они могут служить просто в качестве «передатчиков» или «смесителей», для поступающей и выходящей воды, так называемыми гидроэлеваторами. Существующие теплопункты имеют теплопотери до 4% из-за недостатков технологии теплопередачи и недостаточной теплоизоляции. Ни теплопункты, ни гидроэлеваторы не имели у потребителя приборов автоматического регулирования поступления теплоты в соответствии с наружной температурой или в соответствии с индивидуальными предпочтениями в отношении температуры конечных пользователей. Как отмечалось ранее, до недавнего времени практически не было приборов учета в домах и коммерческих зданиях.

Исследования в Польше показали, что теплопотери во внутренней распределительной сети могут доходить до 50%[40]. Отсутствие индивидуального регулирования теплоты на радиаторах является еще одним источником потерь энергии, как и открывание окон, является типичным средством для того, чтобы избавиться от излишней теплоты. Даже в системах с двумя трубами – доминирующая технология в Софии, Тимишоаре и Вроцлаве - клапаны радиаторов обычно отсутствовали или не работали.

Благодаря тому, что неэффективность вторичной распределительной системы признается однозначно, ликвидация 4-х трубных систем является стандартным компонентом программ реконструкции. Следующие инвестиционные меры могут быть направлены на снижение технических и нетехнических потерь:

- Одним из решений для ГВКБВ является установка в каждой квартире «отопительных котлов» на газе. Это снизит огромные технические потери и избыточное потребление из-за отсутствия приборов учета, а также

[40] В Литве исследование показало, что «полезный энергетический КПД» производства ГВКБВ (энергетическое содержание ГВКБВ из крана / энергетическое содержание расходов на топливо) составило лишь 14 %; таким образом, 86 % потребленной первичной энергии терялось в системе ЦТ и во внутренней распределительной системе.

задолженность потребителя благодаря тому, что газоснабжение может быть легко отключено[41].

- Другим решением является замена всей вторичной распределительной системы внутридомовыми теплопунктами, для отопления и подготовки ГВКБВ (см. Рис. D-2 в Приложении D). Это снижает технические потери и ликвидирует нетехнические потери, связанные с незаконным взятием воды для отопления. В проекте Всемирного Банка в Елгаве (Латвия) инвестиции в автоматизированные индивидуальные теплопункты снизили энергопотребление в зданиях почти на 40 % (см. Рамку А – 2 в Приложении А).
- Третьим вариантом является реконструкция централизованных теплопунктов, включая ликвидацию 4-х трубных систем. Это требует установки отдельных устройств по подготовке ГВКБВ в каждом здании (см. первый пункт выше).

Другая группа инвестиционных подходов нацелена на обеспечение технических средств и стимулов для индивидуального регулирования потребления тепла (см. также Раздел 3.3):

- Внутридомовые теплопункты оборудуются автоматическими устройствами по регулированию снижения температуры в ночное время и, для коммерческих зданий, в выходные дни.
- Инвестиции в клапаны - регуляторы теплоты (возможно термостаты), устанавливаемые на радиаторах, обычно являются низкозатратным решением в двухколонных системах при условии, что семьи оплачивают услуги в соответствии со своим индивидуальным потреблением. В зданиях с внутренними одноколонными распределительными системами на каждом радиаторе может быть установлен байпас; это позволяет оснастить радиаторы клапанами, регулирующими теплоту (термостатами). Однако при установке байпасов и конфигурации термостатических клапанов требуется тщательное планирование.
- В зданиях устанавливаются приборы учета. Для внутридомового учета имеется два прибора: приборы учета тепла и расхода воды. Приборы учета тепла дают более точные измерения и суммы оплаты за услуги в соответствии с истинным потреблением тепла, но, они стоят дороже. Расходомеры дешевле и могут побудить потребителей установить более крупные радиаторы, которые охлаждают сетевую воду до низкой температуры обратного теплоносителя[42].
- Внутри квартир могут быть установлены точные, но более дорогие приборы учета тепла или легкие испарительные тепломеры, которые могут быть использованы для распределения замеренного потребления теплоты в здании

---

[41] Обеспечение ГВКБВ, тем не менее, значительно увеличивает жизнеспособность ТЭЦ благодаря повышению летней нагрузки, и соответственно продолжительности нагрузки мощностей комбинированного производства.

[42] Обычно желательна низкая температура обратного теплоносителя; однако если у потребителей неодинаковая разность температур, расход воды не будет косвенным показателем количества теплоты.

среди семей[43]. Расходомеры могут использоваться для измерения потребления ГВКБВ.

Инвестиции в снижение потерь и индивидуальное регулирование теплоты обычно имеют экономическую и финансовую норму прибыли более 20%. В Табл. 4–8 (см. Главу 4) показано существенное снижение потерь в Софии, которое ожидается в результате таких инвестиций. Они оказывают незамедлительное и непосредственное воздействие на потребление энергии, приводя к почти 50% экономии в ближайшей перспективе. Кроме того, инвестиции в регулирование теплоты обладают косвенным воздействием благодаря возникновению стимулов для повышения энергетического КПД оболочки всего здания и перевода режима работы системы ЦТ с установившегося течения на неустановившееся.

В районах новостроек, которые обслуживаются ЦТ, существует более широкий диапазон технологического выбора для децентрализованного регулирования теплоты. Во многих странах ЦВЕ/БСС государственные нормы при строительстве новых домов предусматривают установку приборов учета и термостатических клапанов[44]. В соответствии с разработанной в последнее время технологией, горячая вода подается непосредственно в каждую квартиру, где действует децентрализованное отопление и производится подготовка ГВКБВ. Однако нужно еще доказать экономические аспекты.

3.1.7 Рационализация пароснабжения

3.1.7.1 Нынешние системы пароснабжения в ЦВЕ/БСС

В более крупных городах ЦВЕ/БСС большинство ТЭЦ и некоторые средние и крупные котельные имеют систему пароснабжения, обслуживающую определенные промышленные предприятия. Длина паропроводов может колебаться от нескольких сотен метров до нескольких километров. Реализация теплоты и пара промышленным предприятием обычно прежде составляло до 25% всех продаж крупных предприятий ЦТ. В некоторых странах основной целью некоторых систем ЦТ было обеспечение промышленных потребителей (например, в Болгария и в бывшей ГДР).

Работа централизованных систем подачи пара требует постоянства качества пара для промышленных процессов. Когда потребитель получает пар в таком состоянии, в котором он не сможет его использовать, он возвращает пар в виде конденсата в систему, таким образом, тратя энергию впустую. Другие потери обусловлены

---

[43] См. Табл. 5–2 в Главе 5. Следует подчеркнуть, что даже точный прибор учета, установленный на трубах или радиаторах, не замеряет все поступающее тепло. Внутри здания тепло переходит из более теплых комнат или квартир в более холодные. Технически это трудно замерить и в любом случае это будет слишком дорого.

[44] В Чешской Республике такое предложение встретило политическую оппозицию. Оппоненты заявляли, что это было против принципа свободного выбора потребителя. Но это не так. Любое регулирование подразумевает ограничение свободного выбора потребителей и производителей. Вопрос состоит в том, оправдана ли стоимость данного регулирования или нет с экономической точки зрения; в этом конкретном случае снизят ли термостатические клапаны стоимость теплоснабжения в течение срока службы!

образованием конденсата внутри труб из-за вызванных температурными колебаниями потерь. Такой конденсат, который является высококачественной деминерализованной водой, удаляется в различных точках трубопроводной сети. Все промышленные предприятия имеют систему возврата водоконденсата, полученного из пара, который они получили. Количество выходящего конденсата замеряется и промышленным предприятиям оплачивается возвращенный конденсат. Но обычно не более 30 – 40 % подпиточной воды, транспортируемой в форме пара, возвращается в виде конденсата. Это дорого для потребителей технологического пара, желающих достичь требуемого качества водоконденсата. Поэтому дешевле использовать конденсат в промышленном процессе или для отопления помещений. Технические и нетехнические потери (такие как погрешности измерения) в системах пароснабжения могут достигать 30 – 40 %.

Для предприятий ЦТ производство и подача пара промышленным предприятиям было скорее обязанностью, чем коммерческой операцией. Если централизованная подача пара дешевле, чем децентрализованное производство, и если предприятия ЦТ смогут договориться со своими промышленными потребителями о тарифах, покрывающих расходы, подача промышленного пара может стать рентабельным делом.

3.1.7.2 Будущее паровых сетей

Оценка жизнеспособности паропроводных сетей усложнена тем, что теплота, пар и, на ТЭЦ, электроэнергия производятся вместе. Как правило, затраты на подачу пара считаются более высокими, чем затраты на горячее водоснабжение. При исследовании городов экономическое обоснование систем подачи пара в них не производилось. Однако известно из других материалов (например, из ТЭО предлагаемого проекта ЕБРР в Каунасе) и опыта Западной Европы, что закрытие централизованных систем подачи пара и переход на производство пара на площадях промышленных предприятий, является более экономичным решением, если заводы не расположены вблизи ТЭЦ/ОК.

Если предприятия ЦТ обязаны по контракту или по закону поставлять пар промышленным предприятиям и это деятельность не покрывает их затрат, они могут предложить создать децентрализованную систему подачи пара, по возможности, на территории потребителя (см. также раздел 6.3.2).

3.2 Модернизация и расширение систем природного газа

Газораспределительные системы существуют во многих городах в ЦВЕ/БСС, снабжая газом большей частью для целей приготовления пищи. Заметным исключением являются города Болгарии, где газораспределительные системы никогда не существовали. В некоторых городах газораспределительные сети имели достаточные мощности, при некоторых инвестициях в их модернизацию для того, чтобы покрыть спрос на отопление. В других случаях мощности слишком малы, а состояние сетей слишком неудовлетворительно, таким образом, требуя проведения полной перестройки газораспределительной сети. В настоящем разделе рассматриваются оба варианта и требуемые инвестиции, а также инвестиции в оборудование по производству теплоты / горячей воды.

3.2.1 Необходимость в модернизации газораспределительных систем

Обычно газ используется в жилищном и коммерческом секторе для отопления помещений, подогрева воды и приготовления пищи. В ЦВЕ/БСС использование газа на жилищном и коммерческом рынках в большинстве стран в настоящее время ограничено приготовлением пищи. Более того, для целей безопасности использование газа для приготовления пищи обычно ограничено зданиями высотой менее 12 этажей. Использование газа только для приготовления пищи восходит к тому времени, когда газ производился из угля на газовых заводах, где производство сильно сдерживалось недостаточными производственными мощностями и емкостями для хранения. Газ использовался там, где его стоимость использования была выше, т. е. при приготовлении пищи, где фактически у него не было конкурентов, особенно в городских районах. Разработка месторождений природного газа сделало устаревшей такую политику распределения, потому что для подогрева воды и отопления помещений, не говоря уже о промышленном применении, стали доступны большие объемы газа.

В период проектирования, нынешняя архитектура газораспределительных сетей в ЦВЕ/БСС хорошо подходила для применявшейся тогда технологии, и для удовлетворения потребностей в газе (приготовление пищи). Основным материалом была сталь и, так как газ в основном предназначался для приготовления пищи, емкость сетей низкого давления (НД) была достаточной; большая емкость сетей среднего давления считалась ненужной.

Газораспределительные предприятия и производители газовых приборов в настоящее время весьма заинтересованы в расширении рынка газа с тем, чтобы охватить сферу отопления и подготовки горячей воды. Этот рынок представляется привлекательным, потому что (1) обычная семья потребляет для приготовления пищи обычно в 8 – 10 раз меньше газа, чем в совокупности для отопления и подогрева воды; (2) стоимость строительства газораспределительной сети высока и мало зависит от ее размеров; и (3) эксплуатационные расходы фактически не зависят от потребления.

В условиях расширения рынка газовой промышленности требуется внедрить современные конструктивные решения и эксплуатационные технологии, которые позволят увеличить общую безопасность газораспределения, снизить стоимость, как строительства, так и эксплуатации газораспределительных сетей и увеличить их мощность. Выполнение этих задач подразумевает замену средним давлением низкого, которое будет постепенно выходит из употребления, замену полиэтиленовыми трубами старых стальных труб низкого давления, а также применение ПЭ при расширении сети.

3.2.1.1 Методика расчета и эксплуатация

В настоящее время расчеты и технические характеристики газораспределительных сетей в ЦВЕ/БСС не соответствуют современным техническим требованиям. Современные газораспределительные сети в западноевропейских странах в большинстве своем основываются на высоком и среднем давлении (последнее обычно составляет 4 бара – 60 фунтов на кв. дюйм). Технология с использованием низкого давления устарела по следующим причинам:

- Сети среднего давления не так дороги, потому что для них требуются трубы меньшего размера, которые в свою очередь требуют меньше затрат на строительные работы; и поэтому для таких небольших труб полиэтилен является конкурентоспособным материалом. Для труб малых диаметров (6 дюймов и меньше) полиэтилен обходится дешевле, чем сталь, и полиэтиленовые трубы не нуждаются в защите от коррозии.
- Сети среднего давления обладают намного большей мощностью, которая позволяет обеспечить газоснабжение при вероятном увеличении со временем спроса на газ, а также при сезонных колебаниях.
- Среднее давление нуждается в меньших эксплуатационных расходах поскольку использование лишь двух уровней давления вместо трех, требует меньше запчастей и оборудования для обслуживания и ремонта.

Разработка технологии с использованием полиэтилена в ЦВЕ/БСС ограничено из-за большого размера труб низкого давления, где полиэтиленовые трубы не конкурентоспособны (большинство труб низкого давления имеет диаметр 6 – 8 дюймов) и нынешней нехваткой сырья. Наилучшим образом полиэтиленовые трубы используются, в схемах среднего давления, но газовые коммунальные хозяйства в ЦВЕ/БСС еще не прошли пилотную фазу. Другое ограничение связано с самыми последними нормативными актами, которые часто запрещают использование среднего давления в пределах 4 м от здания; это не позволяет проложить сети среднего давления, включая инженерные линии, под большей частью тротуаров и довести их до стены здания, там, где нужно установить внутридомовой регулятор. Такие нормативные акты, принятые по причинам безопасности, оказались неоправданными в тех странах, где находит применение среднее давление.

Газовые предприятия должны установить современные технические правила эксплуатации и стандарты, которые позволяют использовать материалы и методы строительства и эксплуатации, разработанные в промышленно развитых странах в течение более 10 лет. Строительство и расширение распределительных сетей могут способствовать развитию обрабатывающих отраслей, связанных с газораспределением. Тем не менее, поиск рынков экспорта требует, чтобы продукция, выпущенная внутри страны, соответствовала стандартам, принятым в других странах, таким как разрабатываемые в настоящее время европейские стандарты. Хотя возможности будут первоначально ограничены размером местных рынков, вероятно, будет нетрудно организовать производство таких агрегатов как экструдеры для производства

полиэтиленовых труб, а также подводящих линий для бытовых приборов, параллельно с ростом газовой промышленности.

3.2.1.2 Коррозия трубопроводов и реконструкция сетей

В ЦВЕ/БСС коррозия стальных труб является причиной аварий на газораспределительных сетях, угрожающих безопасности жителей и газовиков, а также прерывающих газоснабжение потребителей. Коррозия главным образом вызывается токами утечки, которые пробивают защитное покрытие труб и удаляют частицы металла в процессе, который продолжается несколько лет. Газораспределительные сети страдают как из-за отсутствия комплексной защиты труб, так и из-за низкого КПД устройств защиты, изготовленных на местах установки. Реконструкция сети должна охватить две группы мер:

- Замена полиэтиленовых труб стальными при реконструкции сетей низкого давления или при расширении сетей;
- Замена существующих защитных устройств эффективными устройствами, импортными или произведенными на месте.

3.2.1.3 Эффективность использования газа

Источники неэффективного использования газа можно разделить на две основных категории: (1) технические потери, вызванные протекающими трубами, неэффективными газовыми приборами, отсутствием регулирования теплоты, устаревшими и неэффективными технологиями отопления; (2) нетехнические потери, вызванные в основном отсутствием измерительного оборудования и неадекватной тарифной политикой, которая приводит к пустой трате газа со стороны пользователей газа. В большинстве случаев эти источники тесно взаимосвязаны, что вызывает необходимость создания комплексного подхода к проблеме. Например, неэффективные газовые приборы являются следствием, помимо всего прочего, неадекватной тарифной политики, которая не создает стимулы для эффективного использования энергии и повсеместного использования газовых плит для отопления помещений там, где у ЦТ не хватает мощностей или оно отсутствует. Это, в свою очередь, является результатом как несоразмерных уровней и структуры тарифов, так и неэффективных систем ЦТ.

Использование приборов учета бытовыми потребителями, которые используют газ только для приготовления пищи, позволит снизить индивидуальное потребление. Однако общие результаты останутся ограниченными из-за низкой доли жилищного сектора в суммарном потреблении и высокой доли неэнергоемких (только приготовление пищи) потребителей газа в жилищном секторе ЦВЕ/БСС.

Более эффективное использование газа можно достигнуть благодаря комбинированию мер по повышению энергетического КПД (см. Табл. 3–4) и новой тарифной политике, которая отразит реальную стоимость снабжения газом потребителей. В некоторых случаях, возможно, что применение газа вместо ЦТ в многоквартирном доме или в группе многоквартирных домов будет наиболее эффективным средством для

повышения КПД газа, замеренного через объем сэкономленной энергии, в жилищном секторе. Это приведет газ непосредственно в жилые и коммерческие здания, таким образом, устраняя потери воды и тепла в теплосетях (см. анализ в Главе 4).

Таблица 3–4. Повышение КПД и безопасности работы с газом: сравнительные достоинства технических альтернатив

Технические решения	Повышение безопасности работы с газом	Повышение КПД газа
Реконструкция сетей	****	*
Измерение приборами учета на уровне бытовых потребителей	**	**
Управление стороной потребления (Жилищный сектор)	*	**
Меры по повышению энергетического КПД в промышленности и ТЭЦ	**	****
Снижение энергопотерь в сетях ЦТ	н/д	**
Замена ЦТ внутридомовыми газовыми котлами	н/д	***

н/д: Нет данных

Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

Ясно, что за снижение потерь в сети несут ответственность предприятия газового хозяйства. Повышение эффективности газовых приборов однако, будь то промышленных или бытовых, зависит от производителя оборудования, который производит изделия, отражающие потребности конечных пользователей. Такое повышение явно связано с тарифной политикой и стимулами для конечных пользователей, побуждающих их экономно использовать энергию. Хотя экономический курс, который преобладал до недавнего времени в ЦВЕ/БСС, не стимулировал ни поставщиков производить энергосберегающее оборудование, ни конечных потребителей использовать его, имеются серьезные предпосылки для того, что нынешняя политика экономических реформ вскоре приведет к необходимости таких перемен. Опыт промышленно развитых стран, ориентированных на рынок, в особенности после двух нефтяных кризисов, показывает, что предприятия газового хозяйства могут играть ведущую роль в борьбе с расточительством энергии, и что активная политика по повышению энергетического КПД может быть рентабельной для всех трех основных экономических фигурантов: предприятий газового хозяйства, конечных пользователей и изготовителей оборудования. Для стимулирования эффективного использования энергии, цены на газ должны отражать их действительные экономические затраты. Это также вызовет ответ со стороны предложения, когда производители приборов и оборудования начнут производить товары, которые нужны для удовлетворения бытовых потребностей, и возможно, будут обладать экспортным потенциалом.

3.2.2 Технические варианты использования газа в жилищном секторе

Использование газа в жилищном и коммерческом секторах для отопления, подогрева воды и приготовления пищи могут быть основаны на различных технических

решениях. Хотя все эти решения могут реализоваться в жилищных и коммерческих зданиях с технической точки зрения, затраты на их строительство и эксплуатацию будут существенно отличаться друг от друга. Городские и архитектурные особенности обслуживаемой зоны могут в некоторых случаях продиктовать конкретное решение. Однако выбор варианта в основном будет зависеть от его эффективности затрат по отношению к качеству услуг и уровню требуемого комфорта, а также способности семьи контролировать свое потребление газа и иметь возможность оплатить соответствующий счет за топливо. Основные три варианта описаны ниже и обобщены в Табл. 3 – 5.

Вариант А (Табл. 3–5) предусматривает установку специального газового котла, так называемого *внутридомового котла*, в каждом многоквартирном здании или группе расположенных рядом многоквартирных зданий. Этот вариант явно дешевле там, где здания уже были ранее оснащены трубами для горячего водоснабжения, независимо от того, подключен водопровод фактически к ЦТ или нет. Он подходит также для более крупных коммерческих учреждений, таких как больницы, гостиницы, здания офисов и т.д. Котел вырабатывает горячую воду, как для отопления помещений, так и коммунально-бытовых нужд. Его можно установить в подвале многоквартирного дома[45], при условии, что площадь для такого оборудования уже существует (на крыше или в специальной котельной) и удовлетворяет нормам техники безопасности. Основным недостатком этого варианта является то, что, как и для ЦТ, здесь нельзя начислить оплату индивидуально каждому конечному потребителю. Газ замеряется на входе котла и счет выставляется владельцу здания; счет за газ затем распределяется среди всех квартир (включая нежилые помещения, если таковые имеются) в соответствии с установленной процедурой; обычно с учетом площади или объема отдельных жилищ.

Таблица 3–5 Основные характеристики децентрализованных вариантов газового отопления

	Вариант А Внутридомовой котел	Вариант В Индивидуальные газовые нагреватели	Вариант С Индивидуальные газовые котлы
Использование газа	Отопление помещений; подогрев воды	Отопление помещений; подогрев воды; приготовление пищи	Отопление помещений; подогрев воды; приготовление пищи
Индивидуальный прибор учета	Нет	Есть	Есть
Газовые приборы	Внутридомовой котел подает горячую воду на трубопровод с горячей водой в здании (на газовую плиту, если газ уже используется для приготовления пищи)	Отдельные комнатные газовые нагреватели; водонагреватель (и); газовая плита	Индивидуальный котел подает горячую воду на радиаторы и краны; газовая плита

[45] Установка таких газовых котлов в существующих домовых теплопунктах, таким образом заменяя передающие тепло мощности ЦТ, выглядит экономически интересной.

Пригодность	Здания, заранее оснащенные трубами для горячего водоснабжения. Здания, получающие централизованное тепло.	Все виды зданий. Лучше всего там, где используется либо отдельная электрическая плита, либо плита, работающая на ископаемых видах топлива	Частные дома
За и против	Самый дешевый вариант. Целостность вторичной системы горячего водоснабжения требует оценки. Не позволяет начислять отдельные счета.	Более высокие инвестиционные затраты, чем по варианту А. Допускает начисление отдельных счетов.	Больше комфорта. В многоквартирных домах не рекомендуется из-за высоких затрат, если внутренний трубопровод не обновляется. Позволяет производить начисление отдельных счетов.

Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

Вариант В представляет собой полностью децентрализованную систему, при которой газ используется в трех основных сферах – для отопления, нагрева воды и приготовления пищи. Внутри зданий трубопроводы подают газ на каждый прибор по инженерным линиям и к стояку (стоякам). Каждая квартира, отапливается с помощью отдельных газовых нагревателей, расположенных в главных комнатах (гостиной и спальнях), а газовый водонагреватель дает горячую воду. Газовая плита или обогревающие плиты могут дополнять бытовое оборудование, поскольку предельная стоимость по поставке этих специальных приборов умеренна, если они еще не установлены. Поскольку здания не оснащены заранее каналами для отвода газа (дымовыми трубами), отработавший газ должен выводиться из помещений через короткие горизонтальные трубы, установленные на внешней стенке. Капитальные расходы для такого децентрализованного варианта выше, чем для внутридомовых котлов по варианту А. Однако это позволяет семье полностью контролировать использование газа и его оплату. Кроме того, общая эффективность этой системы немного выше, чем при варианте А из-за того, что тепло не теряется в водопроводных трубах внутри здания.

Наиболее дорогая альтернатива, вариант С, состоит из установки в каждом жилище индивидуального газового котла, который подает горячую воду на радиаторы. Хотя этот вариант подойдет частным домам, где удельное потребление выше, оно обычно не представляется экономичным для многоквартирных домов, в частности из-за того, что схема внутреннего водопровода (вертикальные стояки) не дает возможности соединить радиаторы в пределах одной квартиры при разумных затратах. При планировании замены внутридомового трубопровода, следует подумать об установке горизонтальных труб.

3.2.3 Стоимость расширения области применения природного газа

3.2.3.1 Строительство и модернизация газораспределительных линий

Основным параметром, определяющим стоимость строительства газораспределительной сети или ее модернизации, является плотность жилищ в конкретном районе, как показатель спроса. Типичная газораспределительная сеть состоит из двух основных компонентов: (1) внешней трубопроводной сети и (2) инженерной линии, идущей от внешней сети к жилищу (включая стояки и приборы учета по варианту В). Затраты в большой степени зависят от плотности застройки как горизонтальной (застроенная площадь на уровне поверхности земли на территории данного района) так и вертикальной (общая площадь застройки поверх площади застройки на уровне поверхности земли); плотность городской застройки может существенно колебаться в пределах одного города, или даже района. Цифры, представленные ниже, таким образом, предназначены для того, чтобы дать приблизительные цифры стоимости затрат газораспределения. Для ТЭО эти данные должны быть уточнены.

В соответствии с исследованиями шести городов нынешние условия эксплуатации существующих газораспределительных сетей повсеместно считаются неподходящими для расширения операций с газом с тем, чтобы охватить отопление помещений. Основным фактором является техническое состояние сетей. Отсутствие катодной защиты во всех или в части систем, большинство из которых изготовлено из сварных стальных труб, ведет к коррозии последних. В более старых сетях, например во Вроцлаве, 25% сети все еще изготавливается из чугуна, рассчитанного для влажного газа бытового назначения. Там, где более сухой природный газ вызывает сухость на стыках, происходит сильная утечка газа. Другим важным моментом является ограниченность мощностей сетей, которые были рассчитаны для работы с низким давлением (20 мбар). Увеличение рабочего давления до среднего существенно увеличит мощность сети и способность подавать газ для целей отопления. Однако это в той же самой пропорции снизит условия безопасности протекающих сетей.

Для увеличения мощности сети при одновременном повышении безопасности существуют технические проблемы, такие как протягивание через существующие стальные трубы новых полиэтиленовых труб меньшего диаметра. Практически, 63-мм (2 дюйма) полиэтиленовые трубы могут быть вставлены в 100 мм стальные или чугунные трубы, при условии, что последние достаточно чисты и прямы. Экономия затрат составит 20 – 30% по сравнению с прокладкой новой сети. Однако для этого требуется наличие технических данных по существующей сети (маршрут, схема инженерных линий, диаметр, специальные пункты), что может и отсутствовать. В Тимишоаре, например, небольшой размер существующей подсети на 2 бар (75% из которых менее 4 дюймов), а также отсутствие исполнительных чертежей не дают возможность произвести протягивание труб в крупных масштабах.

Там, где нужно провести новую сеть, то в типичном городе, как показывают исследования, где здания оснащены внутридомовыми котлами (вариант А из Табл. 3–5), ожидаемая стоимость внешней сети составляет 160 – 180 долл. США на одну

квартиру и примерно 370 долл. США на особняк, для которого длина сети на одного потребителя больше. Стоимость подводящих линий из расчета на одно жилище колеблется в пределах 130 – 160 долл. США (вариант А); и она достигает 180 долл. США (вариант В, квартира) до 280 долл. США (вариант С, дом), включая приборы учета и регулятор. В среднем, стоимость подземной сети оценивается в 300 – 330 долл. США на одну семью. В городе средних размеров, таком как Тимишоара, экономическая стоимость новой сети, рассчитанной на снабжение внутридомовых котлов на основе западноевропейских стандартов, оценивается в 46 млн. долл. США.

Там, где техническое состояние лучше, более скромная схема может помочь достигнуть удовлетворительных условий безопасности и эксплуатации. Во Вроцлаве, где двумя крупными проблемами являются состояние чугунных труб, и ограничение мощности в южной части города, считается, что сеть можно модернизировать путем полной замены протекающей подсети, строительства новой городской станции на входе в южной части, связанной с расширением кольца среднего давления, и замены ограниченного участка стального трубопровода. Общие расходы оцениваются в 14 млн. долл. США, т.е. примерно в 100 долл. США на семью.

3.2.3.2 Приборы

Приборы представляют намного большую долю в предполагаемых инвестициях. Используя традиционно прочное оборудование, легкое для монтажа и эксплуатации, а не дорогое и сложное оборудование, такое как конденсационные котлы, стоимость внутридомовых котлов составит примерно 70% от всей стоимости инвестиций в систему. Это соотношение даже выше для децентрализованных приборов. Поскольку рассматривалось западноевропейское оборудование, были найдены лишь небольшие различия, обусловленные расходами на транспортировку и колебаниями цен среди поставщиков.[46] В варианте А стоимость внутридомового котла, из расчета на одно жилище без строительных работ общего характера, оценивается в 700 – 750 долл. США для здания средних размеров (25 – 50 квартир). Там, где требуется установить специальную котельную и связанную с ней систему подземного трубопровода для горячей воды может потребоваться еще дополнительно 50 – 100 долл. США, в зависимости от местных условий. При варианте В стоимость индивидуальных газовых нагревателей плюс водонагревателей и газовой плиты составит примерно 1000 долл. США для обычной квартиры и 1200 долл. США для отдельного дома.

В соответствии с Табл. 3–6, для варианта А общие инвестиционные затраты (сети и приборы) составят примерно 1100 долл. США на квартиру в типичном многоквартирном доме среднего размера (40 квартир), куда тепло подается от

[46] В рамках проекта ESMAP исследование рынка бытовых приборов для децентрализованной подачи тепла и воды было произведено в Литве и Польше в 1995 г. На тот момент фактически все европейские марки оборудования были доступны в Варшаве, в то время как выбор в Вильнюсе был более ограниченным. См. *Biomass Technology Group (BTG): Small-Scale Heating Systems in Lithuania* (Consultant Report, Washington, D.C., ESMAP, May 1995.) «Группа технологии биомасс»; Мелкомасштабные системы отопления в Литве (Отчет консультанта, Вашингтон, О.К, ESMAP, май 1995 г.). Стоимость газовых приборов местного производства и закупленного через крупномасштабные контракты будет несколько ниже.

внутридомового котла, подключенного к существующей системе горячего водоснабжения. Для варианта В стоимость оценивается в 1400 долл. США на одну квартиру и 1850 долл. США на дом на две семьи. Оценка затрат для Тимишоары и Софии подтверждает, что внутридомовые котлы дешевле, чем квартирные газовые нагреватели и намного дешевле, чем квартирные котлы. Кроме того, что они обходятся намного дороже, такие весьма децентрализованные решения будет труднее реализовать в существующих многоквартирных зданиях, потому что это потребует, чтобы все семьи согласились инвестировать значительные денежные средства.

Таблица 3–6. Типичные инвестиционные затраты при возросшем использовании газа в жилищном секторе, на одну квартиру (в долл. США)

Компонент	*Вариант А (квартира)*	*Вариант В (квартира)*	*Вариант В (отдельный дом)*
Сеть	160 - 180	180	370
Подводящая линия	130 - 160	110	210
Приборы учета (включая установку)	Включено в подводящую линию	60	70
Котельные	50 - 100	н/д	н/д
Газовые приборы (включая установку)	700 - 750	1050	1200
Общая стоимость	1100 - 1200	1400	1850

3.3 Варианты энергосбережения в зданиях[47]

Системы ЦТ поставляют горячую воду для отопления и ГВКБВ в здания. Большинство из них представляет собой большие многоквартирные дома, за ними следуют школы, больницы, офисные и промышленные здания. Фактически все здания в ЦВЕ/БСС страдают от одних и тех же проблем: у них плохая изоляция и слабое техобслуживание, отсутствуют индивидуальные приборы регулирования и учета тепловой энергии. Эти моменты приводят к удельному потреблению тепла, которое намного выше, чем в Западной Европе в схожих климатических условиях. В следующем разделе рассматриваются доступные средства, предназначенные для повышения энергосберегающих свойств зданий. В то время как они фактически одни и те же для различных типов зданий, рентабельность мер зависит от того, для чего используется здание. Например, школы не работают ночью и в выходные, поэтому перенастройка регуляторов на пониженную температура помещения в ночной период была бы весьма эффективной для снижения потребления тепла.

[47] Настоящий Раздел, Раздел 5.2.7 и Приложение Е основаны большей частью на работе Martinot, Eric (1997), "Investments to Improve the Energy Efficiency of Existing Residential Buildings in Countries of the Former Soviet Union," *Studies of Economies in Transition 24* (Washington, D.C.: The World Bank). Автор анализирует опыт, полученный во время подготовки нескольких кредитных проектов Банка в странах БСС в 1994 - 1996 гг. Он рассматривает как переходный период жилищного сектора в этих странах в целом, так и специфические, экономические, социальные и институциональные аспекты повышения энергетического КПД.

3.3.1 Меры по повышению энергетического КПД

В последние несколько лет проводилось много технических исследований энергетического КПД в зданиях в ЦВЕ/БСС и был накоплен опыт проведения демонстрационных проектов, связанных с реконструкцией инженерного оборудования (Мартино, 1997 г., стр. 25). Эти исследования и опыт показывают, что пакеты мер по повышению энергетического КПД в зданиях предлагают технические возможности для снижения энергопотребления в жилом доме на 25 – 30% и даже до 50% при привлекательных экономических и финансовых нормах прибыли.

Технические меры могут быть сгруппированы по трем категориям: (1) меры пассивной технологии, такие как улучшение изоляции и вентиляции, улучшение выравнивания и душевые головки с низкой скоростью потока, которые снижают энергию, требуемую для получения нужного уровня комфорта и обслуживания; (2) меры, связанные с поведением потребителя, такие как клапаны и контроллеры, которые позволяют жильцам регулировать свое энергопотребление и управлять им на ожидаемом уровне комфорта и обслуживания; и (3) приборы учета, которые изменяют способ расчета оплаты за тепло, создают стимулы для инвестиций в повышение энергетического КПД и снижают потребление энергии. В общем, пассивные технологии независимы от поведения семьи и социальных институтов, потому что они не требуют активного вмешательства для снижения энергетического потребления, в то время как меры, связанные с поведением потребителя зависят от поведения семьи и институциональных условий. Влияние приборов учета зависит от наличия институтов и административных систем в отношении учета на основе потребления и оплаты счетов, и от тарифной политики и других институциональных факторов (см. Разд. 5.2.5).

В рамках категории пассивной технологии, базовые технические меры могут быть разбиты на три яруса, которые представляют различные уровни экономической жизнеспособности при ценах на тепло (не субсидированных), покрывающих полную экономическую стоимость, в странах ЦВЕ/БСС. Они представляют собой:

Ярус I: Базовые меры со сроками окупаемости от краткого до среднего (часто менее 5 лет) и типичны для основных пакетов, касающихся замены инженерного оборудования.

Ярус II: Меры, которые представляют более длительные или более изменчивые и неопределенные (но потенциально короткие) сроки окупаемости, и использование которых зависит больше от характеристик здания и общего расчета пакета по замене инженерного оборудования.

Ярус III Меры, которые обычно сами по себе не являются экономичными, но могут быть включены в пакеты по замене инженерного оборудования здания, целью которых является обеспечение высокой степени снижения энергопотребления и/или в связи с более обширной модернизаций или обновлением здания.

В Табл. 3 – 7 представлены типичные меры по каждому из трех ярусов. В Приложении Е все они поясняются более подробно.

Таблица 3–7 Типичные меры по повышению энергетического КПД в зданиях

Пассивные технологические меры			*Инвестиции в приборы учета и регулирования тепловой нагрузки*
Ярус I	*Ярус II*	*Ярус III*	
• Улучшение состояния окон. • Замена изоляции тепловых труб в подвальных помещениях • Изоляция пола на чердаке • Ремонт или замена домовых теплопунктов. • Ремонт или замена входных дверей здания, включая дверной механизм • Улучшение состояния окон в подъездах • Ремонт или замена дверей квартир, выходящих на лестничную площадку • Улучшение пассивных вентиляционных систем • Установка душевых головок и кранов с низкой скоростью течения	• Усиление изоляции крыши • Установка наладочных клапанов теплового баланса и приборов регулирования на тепловых стояках • Улучшение регулирования температуры и горячего водоснабжения • Ремонт некоторых окон или добавление третьего стекла в окне • Устройство щелевых аэрационных отверстий в окнах • Уплотнение внешних стыков между панелями наружной стены	• Изоляция наружной или внутренней стены • Установка активных систем вентиляции. • Замена радиаторов • Замена однотрубных систем двухтрубным и • Замена окон • Установка квартирных приборов учета горячей воды	• Установка внутридомовых приборов учета тепловой энергии • Установка внутридомовых приборов регулирования тепловой энергии • Установка клапанов термостата радиатора • Установка квартирных приборов учета тепла

Источник: Мартино, 1997 г.

Для некоторых работ по реконструкции зданий существует проблема использования благоприятной возможности и последовательность операций. Некоторые меры можно будет принять лишь совместно с капитальными работами по реконструкции (если, например, открыты стены для ликвидации последствий порчи от влаги). Так при оценке экономических возможностей нужно знать, какие меры могут быть приняты с пользой лишь при одновременном проведении других мер (независимо от того, относятся они к энергетическим аспектам или нет), и какие меры могут быть осуществлены только после других.

Хотя многие стратегические меры по обновлению инженерного оборудования носят непосредственный характер (т.е. связанные с окнами, изоляцией и обновлением оборудования теплоснабжения), приборы измерения и регулирования тепловой энергии в зданиях играют особую роль, ставя свои проблемы, и требуя к себе даже еще большего внимания. Меры по измерению и регулированию тепловой нагрузки включают как (1) приборы учета тепла, клапаны, системы автоматического регулирования на уровне зданий для контроля тепловой энергии, поступающей в здание, так и (2) квартирные приборы учета тепла, клапаны термостата радиаторов для контроля тепла, поступающего в отдельные квартиры. Внутридомовые приборы учета (измерение общего потребления в здании) является важной частью любой стратегии обновления инженерного оборудования. Но вопрос учета тепла на уровне квартир более сложен. На основе опыта северных стран, мало сомнений в том, что семьи там, где тепло замеряется в целом по зданию (т.е., где установлены приборы учета на все

здание, а не в каждой квартире), потребляют больше тепла на 1 кв. м., чем семьи в зданиях, где установлены приборы учета в каждой квартире. Жильцы демонстрируют большую ответственность, когда они могут видеть (и должны оплачивать) свое собственное потребление. Регулирующие приборы также играют важную роль. Если жильцы в каждой секции отвечают за свое собственное потребление, они должны регулировать то, что они фактически используют. В Западной Европе система приборов, включая клапаны термостата на каждом радиаторе, датчики наружной температуры, контролирующие поступление тепла в здание (или горение в котле) или байпасы, которые позволяют отключить любую комнату или радиатор, помогают жильцам регулировать количество тепла. В ЦВЕ/БСС постепенно внедряются такие же меры (см. Раздел 5.2.5).

3.3.2 Интегрированные комбинации мер по замене инженерного оборудования

Хотя возможно проанализировать потенциал повышения энергетического КПД отдельных мер или технологий, большинство видов работ по реконструкции зданий включают комбинацию мер и чистый эффект достигается в результате взаимодействия отдельных эффектов, как положительных, так и отрицательных. Фактическая экономия от таких мер зависит от их сочетания. Поэтому предпочтителен интегрированный анализ пакетов мер. Например, крупные многоквартирные дома имеют сложные системы отопления. Изменения в теплопотерях через внешние поверхности влияют на нормативную тепловую нагрузку отопительной системы и также на проникновение воздуха. Таким образом, улучшение термического сопротивления внешних поверхностей здания не следует производить без соответствующего ремонта и/или коррекции приборов регулирования отопления. В противном случае может возникнуть несоответствие между подачей и спросом, и избыточная по размерам система может просто давать слишком много тепла. Подобным образом применение изоляции без уплотнения швов и тщательного заполнения пустот и трещин пластичным материалом, а также улучшение окон оставляет в стороне явные проблемы, связанные с проникновением воздуха, что особенно важно в наиболее высоких зданиях. Если между более теплыми нижними этажами и более холодными верхними возникает значительная разница в температурах, конвекционные потоки воздуха поднимаются в лестничных площадках и шахтах лифтов (так называемый эффект дымовой трубы) и втягивают наружный воздух через окна квартир на нижних этажах, охлаждая здание и тратя попусту тепло.

Хотя может иметься хорошая информация об эффективности затрат индивидуальных мер, принятых в отношении изоляции, более сложным является оценка экономических показателей какой-либо меры в сочетании с другими мерами по замене инженерного оборудования. Оптимальное сочетание инженерного переоборудования различно для того или иного здания и зависит от ряда различных факторов, включая характеристики здания, климат и структуру затрат коммунального предприятия. В некоторой степени меры по отоплению заменяют меры в отношении приборов горячей воды и бытовых приборов; семьи периодически используют газовую плиту или заполняют ванную горячей водой для выработки дополнительной теплоты. Вдобавок светильники и

двигатели бытовых приборов вырабатывают пустое тепло, дополнительно к общей энергии отопления, особенно в маленьких помещениях. Некоторые меры по обновлению инженерного оборудования заменяют друг друга, например, установка внешней изоляции, может сделать отражатели радиаторов намного менее эффективными с точки зрения затрат.

Обобщая имеющиеся исследования и демонстрационные проекты, можно прийти к следующим выводам: основной пакет мер, включая приборы учета, уплотнение швов в окнах, выравнивание тепла и приборы регулирования тепла внутри здания стоят примерно 300 – 900 долл. США на одну квартиру и могут сэкономить, по меньшей мере, 10 – 20% потребляемого тепла.[48] Пакет следующего уровня дополнительно включает меры по изоляции крыши или чердака и дополнительную изоляцию трубопровода, и возможно установку дополнительных стекол в окна на верхнем этаже. Это обойдется примерно в 700 – 1300 долл. на квартиру и должно принести 15 – 30% экономии от объема потребления тепла. Более комплексное обновление обойдется в 1 500 – 3 000 долл. США или более на квартиру и сэкономит 40 – 50% от объема потребления тепла. Могут быть рассчитаны интегрированные сочетания этих мер для получения периода финансовой окупаемости[49] в пять или менее лет (исходя их предположения, что цена тепла составляет 20 долл. США/Гкал), хотя существуют определенные колебания в зависимости от типа здания и климатической зоны. Некоторые потенциальные меры, такие как изоляция внешней стены, обладают сами по себе существенно более длительными периодами окупаемости, таким образом, удлиняя сроки окупаемости тех компонентов, которые входят в них.

Стоимость пакета также может значительно колебаться в различных странах из-за колебаний в зарплате и стоимости материалов. Сроки окупаемости могут иногда быть длительными для низкозатратных и высокоэкономичных пакетов из-за структуры пакетов и размера здания. Например, крупное здание с ремонтом крыши может иметь низкие издержки на одну квартиру, но обновление крыши может добавить существенную сумму к общим издержкам без существенного увеличения экономии энергии, таким образом, удлиняя сроки окупаемости. Энергосбережение, связанное с инвестициями, также колеблется в зависимости от характеристик здания, а также комнатных температур «до и после», методов измерения потребления тепла и расчета тарифов, поведения семьи и аналитических предположений. Кроме того, энергосбережение может существенно колебаться из-за значительного разнообразия многоэтажных домов и систем ЦТ.

Вышеуказанные обобщения о технических мерах энергосбережения и финансовых прибылях дают общую картину, основанную на знании всех характеристик здания, систем ЦТ, климата, технологий, издержек и существующих цен на энергию. Несмотря

---

[48] Подобный пакет, использовался в исследованиях четырех городов для анализа влияния мер по повышению эффективности на стороне нагрузки на конкурентоспособность систем отопления; см. Табл. Е – 1 в Прил. Е.

[49] Термин «срок окупаемости» относится к простому сроку окупаемости, рассчитанному как общие инвестиционные затраты, разделенные на годовую *финансовую* экономию.

на стандартизованный характер проектирования здания и наличие централизованных систем ЦТ, условия могут существенно колебаться от здания к зданию, даже между зданиями идентичных типов. Более сложно прогнозировать экономию исходя из пакета по переоборудованию инженерного оборудования в отдельном здании, даже имея сложные модели по отоплению зданий, чем прогнозировать экономию для большого числа зданий. Для большего числа зданий фактические результаты в среднем могут больше соответствовать тому, что предсказывают модели. Таким образом, реализация фактических инвестиций на уровне здания требует тщательного исследования отдельных зданий или их групп.

В общем, проблемы повышения энергетического КПД ЦТ и зданий хорошо подходят для концепций наименьших затрат, интегрированного планирования ресурсов, если смотреть с системной точки зрения. Реконструкция жилищного фонда и системы ЦТ, новые автономные (внутридомовые) источники тепла и новые добавления к системе ЦТ, все это можно рассматривать в контексте решений с наименьшими затратами для того, чтобы оказывать необходимые энергетические услуги. Вместе такие инвестиции, в конечном итоге приведут к более низкозатратному и более качественному теплу, поставляемому потребителю.

В экономическом плане такие меры по повышению энергетического КПД жизнеспособны до тех пор, пока дополнительные (или предельные) издержки последней меры ниже, чем или равны дополнительным издержкам теплоснабжения ЦТ. В идеале эту задачу можно наилучшим образом решить, используя процесс планирования, который комбинирует сторону подачи и сторону потребления такой, как планирование наименьших затрат и планирование интегрированных ресурсов.

4

Определение вариантов теплоснабжения с наименьшими затратами. Результаты исследования шести городов

4.1 Факторы, влияющие на стоимостное преимущество ентрализованного теплоснабжения

4.1.1 Обзор источников конкурентных преимуществ и недостатков централизованного теплоснабжения

Способность производить тепло с меньшими затратами, чем производят отдельные котлы, является источником конкурентного преимущества ЦТ[50]. Стоимостное преимущество обусловлено следующими факторами, в порядке анализа в настоящем Разделе:

- Эффектом масштаба при покупке топлива;
- Способностью использовать дешевые и низкосортные виды топлива на крупных вырабатывающих мощностях в условиях, совместимых с охраной окружающей среды;
- Способностью использовать крупную ТЭЦ[51] и получить выгоду от экономии топлива при комбинированном производстве;

---

[50] Это также является источником преимущества в отношении охраны окружающей среды; см. Раздел 4.3.

[51] Развитие децентрализованных технологий комбинированного производства (например, малых газовых турбин) и отказ от вмешательства государства в регулирование энергетических рынков способствует уменьшению потребности в больших системах ЦТ как пользователей тепла, поступающего от крупных ТЭЦ. В настоящее время эти новые технологи конкурентоспособны лишь в рыночных нишах, но они смогут реализовать ряд тех же самых выгод, что и агрегаты комбинированного производства в менее централизованных системах. Вдобавок, они уменьшат или даже устранят недостатки, снижающие конкурентные позиции из-за затрат на транспорт теплоты путем уменьшения потребности в крупных теплосетях.

- Более низкими инвестиционными затратами на единицу и выгодами высокого энергетического КПД у более крупных котельных[52]
- Работой источников тепловой энергии в порядке их экономичности
- Систематическим техобслуживанием.

Высокая доля теплоты, производимой одновременно с электроэнергией на ТЭЦ, является наиболее важным фактором успеха для ЦТ. Экономическое воздействие производства на ТЭЦ на затраты, связанные с производством теплоты, анализируются в Разделе 4.1.2.

Стоимость транспортировки от котельной до потребителя является источником конкурентного недостатка ЦТ. Стоимость транспорта включает два компонента:

- Выравненную стоимость инвестиций в систему передачи и распределения;
- Стоимость эксплуатации и техобслуживания. Потери энергии и воды в системах ЦТ увеличивают высокие затраты на эксплуатацию и техобслуживание, а также затраты на электроэнергию, потребляемую насосами, и техобслуживание трубопроводов.

Напряженность тепловой нагрузки на 1 километр трассы трубопроводы или на 1 км^2 площади, которая обслуживается ЦТ, является важным показателем стоимости распределения. В отношении критической оценки см. Приложение F.

4.1.2 Факторы, влияющие на стоимость производства тепловой энергии

4.1.2.1 Стоимость топлива

Способность приобретать и использовать виды топлива за меньшую стоимость, чем конкурирующие децентрализованные источники производства, является фактором, говорящем в пользу крупных систем ЦТ. В прошлом, использование сравнительно дешевого угля и мазута с большим содержанием серы обеспечивало экономическую основу для ряда проектов ЦТ. Крупномасштабные ОК и ТЭЦ также пользуются ценовым преимуществом при закупках природного газа[53].

Нижеследующий анализ роли стоимости топлива в затратах на производство тепловой энергии при различных технологиях теплоснабжения основан на экономических затратах, связанных с тем или иным видом топлива; т. е. затраты не включают субсидии или налоги. В шести городах, где проводились исследования, производство тепловой энергии основано на природном газе или угле; мазут используется только в небольших количествах. Нижеследующий анализ базируется на затратах на природный

---

[52] Однако в настоящее время изготовителями котлов поставляются высокоэффективные небольшие котлы (даже для частных домов), работающие на природном газе и легком дистиллятном топливе.

[53] Это преимущество может быть не столь существенным, если требуется обеспечить несколько агрегатов в разных местах.

газ при использовании различных технологий выработки. Газ выбирается как топливо в более централизованных технологиях из-за своих экологических свойств и легкости транспортировки. Там, где экономическая стоимость угля ниже экономической стоимости газа, первый может стать топливом на крупных станциях, там, где расходы на борьбу с загрязнением окружающей среды относительно ниже.

Расчетная экономическая стоимость газоснабжения по категориям потребителей в шести городах показана в Табл. 4-1. Экономическая стоимость газоснабжения ТЭЦ составляет 70-85% стоимости подачи газа на внутридомовой котел. Из-за того, что стоимость распределения газа намного ниже, чем стоимость распределения тепла[54] , стоимостное преимущество в цене природного газа явно недостаточно для оправдания инвестиций в систему ЦТ.

Альтернативные, «низкосортные» виды топлива имеют ценовое преимущество в некоторых городах. В Каунасе стоимость мазута составляет 62% от стоимости газа; в Тимишоаре и в Вроцлаве стоимость угля соответственно 62 % и 56 % от экономической стоимости природного газа на ТЭЦ/ОК. По сравнению со стоимостью газа для внутридомовых котлов, стоимость еще ниже: соответственно 52%, 52% и 34% для этих трех городов. Некоторые из стоимостных преимуществ низких затрат на топливо размываются более высокими затратами на инвестиции (включая экологические затраты) и на эксплуатацию. В Каунасе ставится под сомнение совместимость продолжительного использования мазута (серосодержание 3,5%) с общенациональными требованиями к местным стандартам качества окружающего воздуха. Однако из этих цифр, очевидно, что способность использовать дешевые, «грязные» виды топлива так, чтобы это было совместимо с охраной окружающей среды (см. Раздел 4.3) является фактором, который говорит в пользу ЦТ.

Использование топлива биомассы, таких как древесные стружки, торф, солома, которые представляются решением проблемы в некоторых районах ЦВЕ/БСС не анализировалось в исследованиях отобранных городов. Опыт Эстонии подтверждает, что использование древесных стружек, а не мазута и газа, может снизить затраты на топливо и одновременно увеличить топливную безопасность.

[54] Инвестиционные затраты в газораспределительной сети и уровень потерь энергии составляют часть стоимости распределительной системы ЦТ.

Таблица 4-1. Стоимость топлива, поставляемого на агрегаты ЦТ и внутридомовые котлы

Город	Экономическая стоимость природного газа на выходе из города, ($/1000m^3$)[a]	Центральный агрегат ТЭЦ/ОК		Местный ОК	Внутридомовой котел	Разница между ТЭЦ и внутридомовым котлом (на газе) ($/МВт.ч$)
		Природный газ	*Уголь, Мазут*	*Природный газ*	*Природный газ*	
Днепропетровск	83,3	$8,2/МВт.ч $9,6/Гкал	$5,9/МВт.ч $6,9/Гкал	$9,8/МВт.ч [b] $11,4/Гкал	$9,8/МВт.ч [b] $11,4/Гкал	1,6
Каунас	85,5	$9,7/МВт.ч $11,4/Гкал	$6,0/МВт.ч $7,0/Гкал	$11,6/МВт.ч [b] $13,6 / Гкал	$11,6/МВт.ч [b] $13,6/Гкал	1,9
Оренбург	45	$5,9/МВт.ч $5,1 / Гкал	н/д	$8,2/МВт.ч [c] $7,0 / Гкал	$8,2/МВт.ч [c] $7,0 / Гкал	3,9
София	114,8	$11,6/МВт.ч $13,5/Гкал	н/д	$13,3/МВт.ч $15,5/Гкал	$14,4/МВТ.ч $16,8/Гкал	2,8
Тимишоара	114,8	$11,8/МВт.ч $13,7/Гкал	$7,3/МВт.ч $8,8/Гкал	$12,6/МВт.ч $14,7/Гкал	$14,0/МВт.ч $16,3/Гкал	2,2
Вроцлав	117,6	$11,6/МВт.ч $13,5 / Гкал	$6,5/МВт.ч $7,6 Гкал	$15,7/МВт.ч $18,3/Гкал	$18,9/МВт.ч $22,0/Гкал	3,2
В среднем	н/д	$9,8/МВт.ч $11,4/Гкал	$6,4/МВт.ч $7,4/Гкал	$11,9/МВт.ч $13,8/Гкал	$12,8/МВт.ч $14,8/Гкал	2,6 3,0

н/д: нет данных.

a. Экономическая стоимость топлива рассчитана для 6 городов; см. Приложение F в Табл. F-1, F-2.

b. Примерные расчеты, которые добавили 20% к стоимости газа на ТЭЦ.

c. Для Оренбурга экономическая стоимость газа примерно равна для ОК и внутридомовых котлов.

Источник: Конкретные исследования по программе ESMAP.

4.1.2.2 Нетопливные затраты при эксплуатации котлов

Эффект масштаба также проявляется в нетопливных затратах, связанных с эксплуатацией котлов. Стоимость на единицу при инвестициях в котел (долл. /кВт) и стоимость на единицу при эксплуатации и обслуживании (долл. /Гкал) снижаются с увеличением размера котла. Из-за разнообразия пиковых нагрузок потребителей, система ЦТ (особенно при работе в режиме неустановившегося течения) требует от котлов меньшей установленной мощности, чем система теплоснабжения на базе

внутридомовых котлов.[55] Вместе эти три фактора снижают нетопливные затраты производства теплоты в системе ЦТ до примерно 40% от стоимости внутридомового котла (см. Табл. 4-2).

Таблица 4-2. Нетопливные затраты эксплуатации котлов: Сравнение агрегатов централизованного теплоснабжения с внутридомовыми котлами

	Централизованная ТЭЦ или ОК	Котел на жилой квартал	Котел на 200 кВт
Стоимость инвестиций (долл. США /МВт)	50 000	50 000	100 000
Коэффициент одновременности пиковой нагрузки	0,8	0,9	1
Срок службы в годах	30	25	20
Эксплуатация с полной нагрузкой, часов в год	2200	2200	2200
Годовая стоимость эксплуатации и техобслуживания в % к инвестициям	2%	2,5%	3%
Стоимость эксплуатации (долл. США /МВт.ч тепла)	2.4	3.9	6.7

Источник: Основано с небольшими модификациями на "Украина: Проект по совершенствованию централизованного теплоснабжения в Киеве", Оценочный отчет сотрудников (Вашингтон: Всемирный Банк, апрель 1998 г.)

Нетопливные затраты ТЭЦ, показанные в Табл. 4-2 подразумевают, что дополнительные затраты ТЭЦ/ОК равны затратам оборудования по отводу теплоты. Это обычно верно для газовых турбин, но не для агрегатов с комбинированным циклом. В противоположность этому, если электроэнергия вырабатывается паровой турбиной, более выходная температура снижает электроэнергетическую мощность. Затраты, связанные с пониженной мощностью при выработке электроэнергии, должны покрываться ЦТ. Поэтому эти цифры следует рассматривать как приблизительные.

4.1.2.3 Затраты на производства теплоты

Как показано выше, из-за процесса совместного производства и использования отбросного тепла, тепловая и электрическая энергия могут производиться с более высоким КПД и сравнительно более низкими затратами при комбинированном производстве, чем при разделении процессов. Тем не менее, ЦТ пользуется ценовым преимуществом при использовании ТЭЦ, а не ОК, лишь если, по крайней мере, некоторые, выгоды эффективности отдаются тепловой энергии. Стоимостное преимущество производства ТЭЦ зависит в основном от уровня тарифа на электроэнергию, который колеблется в соответствии с ситуацией на внутренних рынках электроэнергии.

[55] В некоторых странах БСС требуется 100 % резервная мощность для внутридомовых котлов. Благодаря надежности современных газовых котлов обычно считается достаточной резервная мощность в 10–15 %. Точнее, требуемая резервная мощность зависит от количества агрегатов, вырабатывающих тепло. Чем больше агрегатов, тем меньше воздействие аварии на всю систему.

Экономическая проблема при определении затрат на оба продукта по отдельности, т. е. тепло и электроэнергию, заключается в том, что производственный процесс является объединенным (или совместным) процессом, при котором производится одновременно оба продукта. Некоторые из затрат могут быть четко приписаны к соответствующим продуктам, такие как передача теплоты на первичную сеть. Другие потребляются совместно, например топливо[56]. В основном любой метод по распределению этих общих затрат является произвольным. После того как принято решение по методу и формула распределения затрат установлена, легко можно определить затраты на оба продукта. В Приложение С показана методология для расчета воздействия комбинированного производства на стоимость производства тепловой энергии.

В Западной Европе руководствуются принципом в Западной Европе по которому экономическая /финансовая стоимость теплоснабжения на ТЭЦ составляет разницу между общей стоимостью комбинированного производства тепла и электроэнергии (КПТЭ) и расчетной экономической/финансовой величиной продаж электроэнергии от ТЭЦ. Однако при отсутствии соответствующей нормативно-правовой базы отклонения от этого принципа считаются нормальным явлением и цены становятся договорными. При нехватки электроэнергии цена ее на внутреннем рынке будет благоприятной, что даст высокие доходы от электроэнергии и низкую стоимость для тепла. Обратное наблюдается при избыточном предложении электроэнергии.

Как фактическая, так и оптимальная доля теплоснабжения от ТЭЦ, в общем, зависит поэтому от ситуации с электроэнергией в конкретной стране. В Табл. 4-3 дан обзор по исследованным странам. Там также представлены оценки предельных издержек длительного периода производства электроэнергии по странам. В странах с более высокими экономическими затратами на производство электроэнергии доля КПТЭ обычно выше[57].

Для целей анализа в настоящей главе предполагается, что электрический тариф (или точнее предельные издержки длительного периода производства электроэнергии) достаточно высоки, чтобы перенести «все» стоимостное преимущество КПТЭ на ЦТ. Это потребует наличие тарифа на уровне примерно 0,04 долл. США/кВт (результаты исследования см. Раздел 4.2). В расчетах, принятых в нижеследующих таблицах и обсуждениях, предполагается, что стоимость инвестиций в отвод теплоты на 1 МВт.ч та же самая, что и стоимость инвестиций в котлы, которые используются в крупных ОК. При таких упрощенных предположениях, воздействие стоимости показано в Табл. 4-4. Максимальное использование экономического потенциала для КПТЭ, когда в качестве топлива используется газ, уменьшает затраты на производство тепла на теплоцентралях на 1/3 (или до 5 долл. США/МВт.ч) по сравнению с эксплуатацией ОК

---

[56] Другие установки также используются совместно, например, паровые котлы. Однако обычной средой для ЦТ является горячая вода, а производство горячей воды не требует паровых котлов. Возникает вопрос, стоит ли эти затраты относить к ЦТ.

[57] Для сравнения, доля тепла, произведенного ТЭЦ в Финляндии и Дании составляет более 70 %. В течение последних 15 лет все крупные электростанции были с самого начала построены как ТЭЦ. Развитие небольших (10–15 МВт) децентрализованных ТЭЦ вначале поддерживалась экономическими стимулами; в настоящее время это стало экономически выгодным делом.

и почти на 2/3 (или примерно 14 долл. США/МВт.ч) по сравнению со стоимостью производства тепла внутридомовыми котлами.

Таблица 4-3. Стоимость производства электроэнергии и ситуация с КПТЭ в секторе энергетики по странам

Страна	Предельные издержки длительного периода на производство электроэнергии (ПИДП)*долл. США /кВт.ч*	Выработка электроэнергии и доля КПТЭ
Болгария	0,0335 (Выработка)	45% электроэнергии, производимой на Козлодуйской атомной электростанции
Литва	0,028 (Экспортная цена)	Более 90% централизованного тепла в Каунасе и Вильнюсе производится ОК. Установленная мощность для производства электроэнергии ТЭЦ довольно низка по сравнению со спросом на мощность, генерирующую тепло. Кроме того, она мало используется, так как производственной мощности Игналинской атомной электростанции достаточно для покрытия всего внутреннего спроса на электроэнергию, а также для экспорта в Латвию и Калининград. Мощности ТЭЦ по производству электроэнергии служит в качестве резервных, когда один из ядерных реакторов останавливают для проверки или техобслуживания.
Польша	0,045	20-30% централизованного тепла и 10% электроэнергии производится при комбинированном производстве. Многие теплоэлектростанции расположены вблизи угольных шахт, слишком далеко от городских центров, чтобы быть использованными для ЦТ.
Румыния	0,042	Общая установленная мощность по выработке электроэнергии составляет около 22 тыс. МВт; 38% всей установленной тепловой мощности, составляющей 14829, получено при комбинированном производстве. Нынешняя пиковая нагрузка примерно в 9 тыс. МВт едва покрывается из-за конструкции станции и недостатков строительства, использования низкокачественных видов топлива и неприемлемых методов эксплуатации и техобслуживания.
Россия	0,025	Примерно половина централизованного тепла производится агрегатами комбинированного производства, а вторая половина ОК. Тепло, полученное при комбинированном производстве, составляет примерно 26% всего произведенного тепла; электроэнергия, выработанная при комбинированном производстве, составляет примерно 30% всей тепловой энергии, произведенной в РАО ЕЭС России. Однако из-за значительной избыточной мощности, предельные затраты длительного периода на производство электроэнергии слишком низки, чтобы оправдать инвестиции в новые современные мощности КПТЭ.
Украина	0,035	На Украине отопительные котлы производят более 2/3 тепла. Обоснование для новых мощностей КПТЭ зависит от судьбы атомной электростанции в Чернобыле.

Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

Первый вывод, который можно сделать из Табл. 4-4, заключается в том, что ЦТ, основанное на оптимизированной ТЭЦ, работающей на газе, может конкурировать с внутридомовыми котлами в среднем городе ЦВЕ/БСС до тех пор, пока стоимость передачи тепла потребителю ниже 14 долл. США/МВт.ч. Второй вывод заключается в том, что стоимость производства тепла сильно отличается в зависимости от места. Средняя «допустимая» стоимость транспорта тепла колеблется от 10 долл. США в Оренбурге (где низкая экономическая стоимость газа на границе города снижает значение экономии затрат) до 20 долл. США во Вроцлаве.

Таблица 4-4. Сравнительная стоимость производства тепла на предприятии (долл. США /МВт.ч)

					Разница в стоимости между ТЭЦ и внутридомовым котлом	
	ТЭЦ[a] *(153%)*	Крупная ОК *(КПД 85%)*	Местная ОК *(КПД 85%)*	Внутридомовой котел *(КПД 80%)*	*долл. США /МВт.ч*	Соотношение *(%)*
Днепропетровск	$7,7	$12,1	$15,4	$19,0	$11,3	44
Каунас	$8,6	$13,7	$17,6	$21,2	$12,6	45
Оренбург	$6,3	$9,3	$14,8	$17,0	$10,7	39
София	$9,9	$16,1	$19,5	$24,7	$14,8	44
Тимишоара	$10,0	$16,3	$18,7	$24,2	$14,2	45
Вроцлав	$9,9	$16,1	$22,4	$30,3	$20,4	36
В среднем	$8,7	$13,9	$18,1	$22,7	$14	39

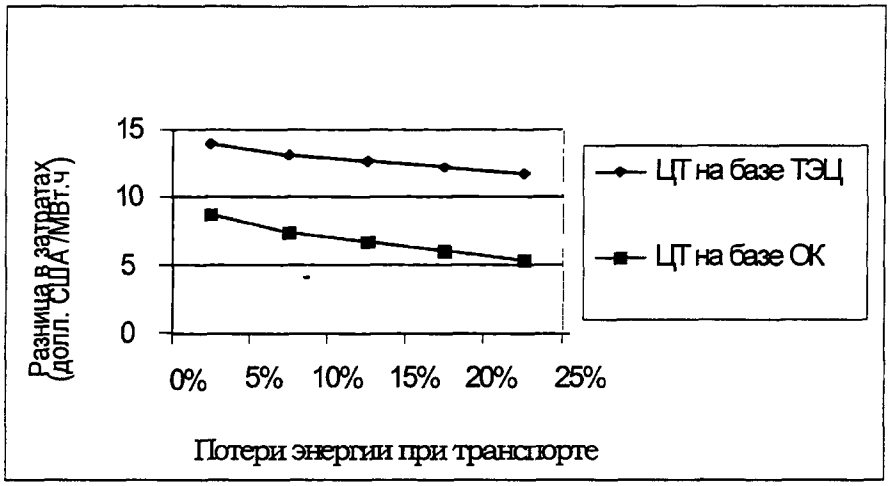
a. Производят 80% годового производства тепла на ТЭЦ с КПД 170% (см. Приложение С) и 20% в ОК при КПД 85%.

Примечание: цифры стоимости, приведенные в таблице, даны без учета теплопотерь..

Источник: Оценки сотрудников Всемирного Банка на базе: конкретных исследований по программе ESMAP

При сравнении ЦТ, работающей от ТЭЦ, с внутридомовыми котлами следует принять во внимание теплопотери при передаче и распределении. Эти теплопотери требуют от агрегатов ЦТ повышенного количества производимого тепла, чтобы подавать в здания то же самое количество тепла, которое подается внутридомовыми котлами. Теплопотери являются частью затрат на транспорт тепла; они анализируются в Разделе 4.1.3. На Рис. 4-1 эта дискуссия поддерживается анализом влияния уровня теплопотерь на разницу в стоимости производства тепла на предприятии между системой, работающей от ТЭЦ и системой, работающей от ОК, включая необходимость повышения объема производства.

РИС. 4-1. СРАВНЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ВНУТРИДОМОВЫМИ КОТЛАМИ: СТОИМОСТНОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО НА УРОВНЕ АГРЕГАТОВ



Источник: Оценки сотрудников Всемирного Банка на основе исследований городов по программе ESMAP; см. Табл. F-3 и F-4 в Приложении F.

В то время как теплопотери в эффективной системе ЦТ, расположенной в зоне высокой плотности спроса, составляют менее 10%, менее эффективные системы или эффективные системы, расположенные в зонах с меньшей плотностью спроса, будет иметь потери до 35%. На Рис. 4-1 показано сравнительно ограниченное воздействие теплопотерь на стоимостное преимущество «оптимизированного производства ТЭЦ». До тех пор пока стоимость транспорта тепла (капитальные затраты + эксплуатация и техобслуживание без стоимости теплопотерь) не превышает 11,80 - 13,10 долл. США за 1 МВт, система ЦТ остается конкурентоспособной. При ЦТ, которая базируется исключительно на ОК, ситуация гораздо менее благоприятна. Стоимость транспорта должна быть ниже 5,30 - 7,40 долл. США.

4.1.3 Факторы, влияющие на стоимость распределения тепловой энергии

4.1.2.4 Структура и распределение спроса на тепловую энергию

Размеры, структура и распределение тепловой нагрузки в помещении является определяющими факторами стоимости распределения тепла. Очевидно, будет дешевле создать распределительную сеть, когда потребители сконцентрированы, а не разбросаны на большой территории. Более того, распределительная система для нескольких крупных потребителей (где каждый имеет большую тепловую нагрузку) будет дешевле, чем для большого количества маленьких потребителей (где для каждого требуются отдельные соединительные трубы). Так называемая теплонапряженность является удобным, хотя и упрощенным показателем, который количественно определяет это соотношение. Концентрация высокой тепловой нагрузки на небольшой площади говорит о высокой теплонапряженности.

Стоимость распределения тепла обычно является убывающей функцией плотности тепловой нагрузки[58]. Чем короче сеть на 1 МВт или на 1 МВт.ч годовой нагрузки, тем ниже стоимость инвестиций и ниже потери тепла и воды на 1 МВт.ч , проданный потребителю.[59]

В Табл. 4-5 показана теплонапряженность в шести исследованных городах. Города отличаются различными климатическими условиями. Тем не менее, не существует какой-либо прямой корреляции между климатическими условиями и теплонапряженностью. Другие определяющие факторы (например, использование земли, доля подключенных зданий, сетевая архитектура), по видимому имеют большее влияние. Сравнение различий и сходства в Оренбурге и Вроцлаве показывают взаимодействие различных факторов. Оренбург отличается значительно большим числом градусо-дней, чем Вроцлав. Во Вроцлаве выше плотность застройки, где на 1 гектаре расположено 18 зданий, по сравнению с 13 в Оренбурге. В Оренбурге высокое энергопотребление на 1 $м^2$ площади здания, дает сравнительно высокую тепловую нагрузку и теплонапряженность, хотя зона обслуживания большая.

Недавно сотрудники Всемирного Банка разработали упрощенную модель для определения вариантов отопления с наименьшими затратами, основанными на западной технологии для ситуации, когда создается новое предприятие.[60] Эта модель сравнивает долговременные издержки на уровне потребителя:

1. централизованной ОК, работающей на газе, с сетью ЦТ, где теплоносителем является горячая вода, автоматизированными теплопунктами и приборами учета;
2. централизованной теплоцентрали с сетью ЦТ, где теплоносителем является горячая вода, автоматизированными теплопунктами и приборами учета, где стоимость тепла на генерирующем агрегате равна нулю;[61]

---

[58] Для выражения напряженности тепловой нагрузки можно использовать несколько критериев. «Напряженность тепловой мощности» может быть выражена через «МВт/км трубопровода, уложенного в траншеи» или как «МВт/$км^2$». «Напряженность тепловой нагрузки» может быть выражена через «МВт.ч/км трубопровода, уложенного в траншеи» или в виде «МВт.ч/$км^2$». Сравнение и расчеты, произведенные с учетом теплонапряженности, косвенно базируются на предположении, что сетевая «архитектура» и распределение отдельных тепловых нагрузок равны или, по крайней мере, схожи. См. Приложение F относительно данного показателя, его ограничений и его влияния на стоимость распределения.

[59] Теплопотери растут как из-за удлинения транспортной сети, так и из-за уменьшения диаметров трубопроводов. Уровень теплопотерь на единицу транспортируемого тепла уменьшается с диаметром трубопровода до тех пор пока пропускная способность трубопровода по сравнению с нагрузкой не слишком высока.

[60] См. "Украина: Проект совершенствования централизованного теплоснабжения в г. Киеве. Оценочный отчет сотрудников Банка" Вашингтон: Всемирный Банк, апрель 1998 (стр. 34).

[61] Используется для сравнения с целью получения абсолютно низкой границы, ниже которой никакой централизованный источник тепла (независимо от того, основан ли он на дешевых видах топлива или топливе как производственном отходе, комбинированном производстве, бесплатном тепле от сжигания мусора или ТЭЦ, и т.д.) не может быть дешевле, чем тепло от отдельных внутридомовых котлов.

3. отдельных газовых котлов, расположенных в зданиях, предполагая, что существующая газораспределительная сеть доходит до каждого здания.

Таблица 4-5. Плотность тепловой нагрузки в шести городов, исследованных по программе ESMAP

		Напряженность тепловой нагрузки [b]	
Город	Градусо-дни [a]	Сеть *(МВт/км)*	Площадь *(МВт/км^2)*
Днепропетровск	3430	3,6	н/д
Каунас	3750	4,2	н/д
Оренбург	5071	3,9	24
София	3000	4,7 / 3,8 [c]	н/д
Тимишоара	н/д	2,4	79
Вроцлав	3044	3,1	24

н/д: нет данных.

a. *Градусо-дни = (расчетная температура в помещениях минус средняя температура наружного воздуха во время отопительного сезона), умноженное на количество дней в отопительном Сезоне*

b. На основе пиковой нагрузки в МВт.

c. До и после реализация мер на стороне нагрузки.

Источник: Конкретные исследования по программе ESMAP

Рамка 4-1. Модель для отбора вариантов теплоснабжения. Предположения для г. Киева

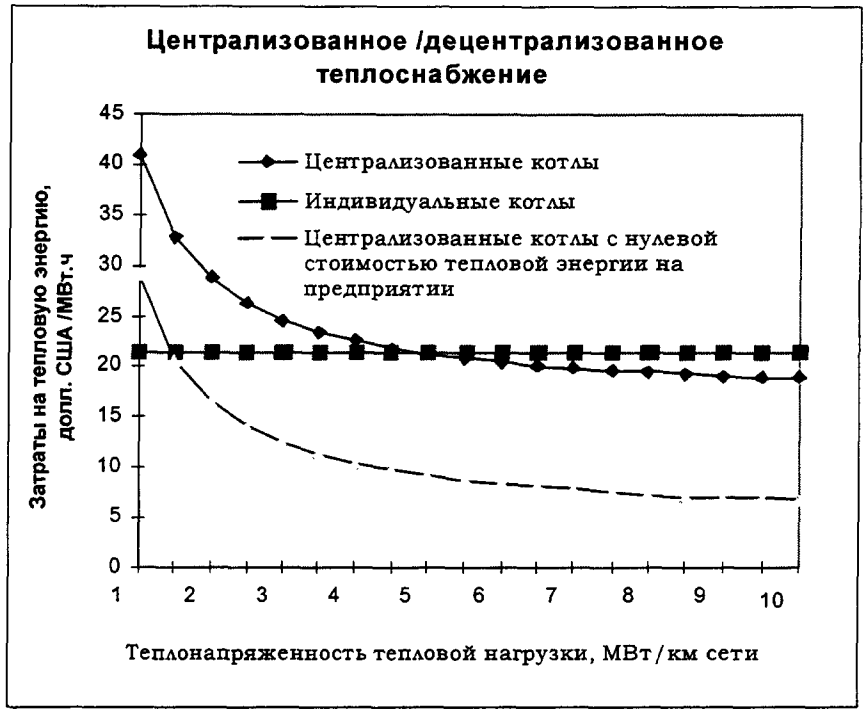
- Стоимость капитала (= учетная ставка) 10%
- Технический срок службы 20 лет для всех вариантов
- Централизованный котел стоимостью 60 тыс. долл./Гкал/час
- Сеть ЦТ и стоимость теплопункта 487 тыс. долл. США/км/Гкал/час
- Стоимость газораспределительной сети 12 тыс./Гкал/час (включая усиление существующей газораспределительной сети для внутридомовых котлов, типичные (300-метровые) соединительные линии до зданий, регуляторы давления и приборы учета газа)
- Стоимость каждого котла 116 тыс. долл./Гкал/час, включая установку и строительные работы, требуемые для 2-котловых агрегатов для достижения требуемой надежности и соответствия строительным нормам и правилам
- Потери в сети ЦТ 8%
- Затраты на эксплуатацию и техобслуживание 1,5% и 3% от капитальных расходов соответственно на централизованные и децентрализованные системы отопления
- Цена газа 82,4 долл. /1000 куб. м., или 10,2 долл. США/Гкал
- Длительность пиковой нагрузки - 2200 часов.

В отдельном случае для г. Киева в рамке 4-1 представлены предположения по модели, а результаты обобщены на Рис. 4-2.

Результаты отбора вариантов отопления: на участках, где теплонапряженность ниже примерно 2 МВт (1,7 Гкал)/км сети, ни одна форма ЦТ, даже если стоимость топлива равна нулю, может конкурировать с отдельными внутридомовыми котлами. При

теплонапряженности примерно 5 МВт (4,3 Гкал)/км сети, ЦТ является наиболее эффективным вариантом отопления, даже если требуется использовать относительно дорогую тепловую энергию, вырабатываемую ОК. На участках с теплонапряженностью, лежащей между этими двумя значениями, имеющиеся варианты отопления должны быть тщательно проанализированы для определения наиболее низкозатратного варианта отопления. Очевидно, более широкий диапазон зависит от конкретных затрат и требований на местах.

Рис. 4-2. Кривые отбора вариантов теплоснабжения



Источник: "Украина: Проект по совершенствованию централизованного теплоснабжения в Киеве", Оценочный отчет сотрудников (Вашингтон: Всемирный Банк, апрель 1998 г.)

4.1.4 Преимущество невозмещаемых затрат централизованного теплоснабжения в ЦВЕ/БСС

«Невозмещаемые затраты» в форме предварительных инвестиций, которые не вышли за пределы своей экономической жизни, уменьшают экономическую и финансовую стоимость теплоснабжения от систем ЦТ в ЦВЕ/БСС. Расчеты экономических предельных издержки длительного периода не включают значение прошлых инвестиций, потому что в расчет принимаются только будущие инвестиции. Это дает существующей системе ЦТ существенное преимущество экономической стоимости при сравнении экономических предельных издержек длительного периода с децентрализованными системами, которые являются инвестициями в новые предприятия. Прошлые инвестиции входят в финансовую стоимость подвода и,

поэтому в существующий тариф через амортизацию и статьи на выплату процентов на счетах предприятия ЦТ. Если прошлые инвестиции не финансировались за счет заемных средств (ситуация в период централизованной экономики), невозмещаемые затраты снижают существующий тариф на тепло, потому что выплата процентов по долгосрочному долгу представляет собой несуществующую статью затрат.

Существование таких «бесплатных» прошлых инвестиций является социальным преимуществом из-за проблем с платежеспособностью большинства нынешних потребителей. Существующая система ЦТ будет реконструироваться постепенно, начиная с инвестиций, имеющих наибольший приоритет. Это позволяет предприятию ЦТ постепенно скорректировать свои финансовые тарифы до уровня истинной долгосрочной финансовой стоимости подвода. Фактически, экономические и финансовые нормы прибыли по программе модернизации ЦТ могут быть на таком высоком уровне, что требуемые повышения тарифов могут оставаться на низком уровне.

Конкурентные варианты теплоснабжения, такие как внутридомовые газовые котлы, должны строиться с нуля. Экономические предельные издержки длительного периода теплоснабжения от этих систем включают с самого начала стоимость всех инвестиционных компонентов, которые требуются при их теплоснабжении. Все эти компоненты также влияют на финансовую стоимость теплоты с самого начала.

Исследования всех шести городов (и все ТЭО крупных ЦТ в ЦВЕ/БСС) показывают, что не экономично ликвидировать существующие системы ЦТ и заменять их на современные эффективные системы ЦТ. Реконструкция существующих систем ведет к меньшим затратам теплоснабжения на проданную единицу. Это и является «преимуществом невозмещаемых затрат» систем ЦТ в ЦВЕ/БСС.

Влияние невозмещаемых затрат таково, что система ЦТ, которая находилась бы в неблагоприятном положении в случае инвестиции в новое предприятие, все еще может быть вариантом с наименьшими затратами теплоснабжения, так как стоимость его реконструкции/модернизации ниже, чем стоимость новой системы ЦТ. Такое произошло в Софии, как показано в Табл. 4-6. При создании нового предприятия стоимость теплоснабжения от индивидуальных газовых котлов была бы на 11% ниже из расчета на 1 МВт.ч , чем стоимость теплоснабжения от новой системы ЦТ. Предельные издержки длительного периода на теплоснабжение после реконструкции существующей системы ЦТ, однако, на 32% меньше стоимости системы ЦТ нового предприятия и на 21% меньше, чем в случае перехода на внутридомовые котлы.

Таблица 4-6. Преимущество невозмещаемых затрат централизованного теплоснабжения в Софии

	Новая система ЦТ а	Реконструкция а	Внутридомовой котел
Инвестиции	$108 659 000	$45 315 000	$55 260 000
Экономическая цена газа	$11,6/МВт.ч	$11,6/МВт.ч	$14,4/МВт.ч
Затраты на производство единицы тепла	$38/МВт.ч	$27/МВт.ч	$34/МВт.ч

а. Основано на ПИДП производства электроэнергии 35 долл./МВт.ч.
Источник: Исследование г. Софии по программе ESMAP.

4.2 Теплоснабжение с наименьшими затратами в шести городах

4.2.1.1 Сфера анализа

Для выявления варианта с наименьшими затратами теплоснабжения, были проанализированы экономическая и финансовая стоимости следующих пяти разных вариантов теплоснабжения в исследованных шести городах:

1. *Реконструкция* существующей системы ЦТ без изменения принципов проектирования и инвестиции лишь в продление срока службы;
2. *Модернизация* существующей сети ЦТ;
3. Модернизация *плюс ТЭЦ*: модернизация сети ЦТ, как указано выше, и инвестиции в современное крупномасштабное комбинированное производство[62]
4. *Внутридомовые котлы*, работающие на природном газе
5. *Индивидуальные газовые нагреватели* для теплоснабжения и горячей водой для коммунально-бытового водоснабжения каждого здания.

Для каждого варианта подвода были проанализированы два варианта на стороне нагрузки:

- *Обычная производственная деятельность*: т.е. инвестиции только в техобслуживание зданий;
- *Меры на стороне нагрузки*: т.е. инвестиции в меры по повышению энергетического КПД в зданиях с экономической нормой прибыли равной, по

[62] Децентрализованное комбинированное производство на базе природного газа и других видов топлива обсуждалось как вариант, но в проведенных исследованиях, которые оценивали этот вариант, оно обычно было самым дорогим вариантом. Для демонстрационного проекта в Днепропетровске (см. Прил. G) этот вариант оказался более дорогостоящим, чем вариант на базе централизованного газового котла.

крайней мере, 10%. (описание типичных пакетов мер см. Раздел 3.3 в Приложение Е в Табл. Е-1)

Распределение затрат для ТЭЦ определялось следующим образом: из общей стоимости производства вычитался доход от продажи электроэнергии по цене, эквивалентной ПИДП (см. Табл. 4-3). Оставшаяся стоимость относилась к затратам, связанным с производством тепловой энергии. Они могут быть сравнены с затратами на производство теплоты по централизованным вариантам 4 и 5. Таким образом, для экономического анализа предполагается, что обе продукции ТЭЦ должны быть конкурентоспособными как на рынке электроэнергии, так и на рынке тепловой энергии в дальнейшей перспективе.

При сравнении результатов следует учитывать несколько предостережений. Для каждого города варианты теплоснабжения анализировались для всей зоны, обслуживаемой ЦТ в настоящее время. Такой весьма общий подход обусловлен бюджетными ограничениями и явно не учитывает то, что системы ЦТ обслуживают зоны с различной теплонапряженностью. Поэтому, в более реалистичном анализе в некоторых городских районах один из вариантов может быть с наименьшими затратами, а другой должен обеспечивать теплоснабжение в зоне с другими характеристиками (см. обсуждение по Оренбургу ниже в настоящей главе.) В то время как вышеуказанные варианты или методология для сравнительного анализа были установлены для групп консультантов, выполнявших исследования городов, варианты теплоснабжения и нагрузки были скорректированы в некоторых случаях из-за местных обстоятельств и предпочтений групп.

Тепловая нагрузка, которая должна покрываться различными вариантами теплоснабжения, рассчитывалась на базе комнатной температуры 18^0C. Таким образом, предполагался равномерный уровень обслуживания, независимо от предпочтений потребителей или доходов семьи. Технологии децентрализованного отопления (такие как квартирные газовые нагреватели или котлы, а также современные гибкие системы ЦТ) обладают дополнительным преимуществом, которое заключается в том, что семьи могут выбрать количество тепла в зависимости от цен, а также от своего предпочтения и дохода. Этот вопрос в настоящем отчете прямо не рассматривался (см. Раздел 6.4 в Главе 6).

4.2.2 Варианты теплоснабжения. Результаты

Результаты сравнительного анализа сведены в Табл. 4-7. Хотя абсолютные цифры не сравнивались, места, занимаемые вариантами теплоснабжения, говорят сами за себя. Только два из шести исследований дали результаты явно в пользу ЦТ: София и Вроцлав. В Оренбурге и Тимишоаре переход на внутридомовые котлы был бы более привлекательным, по сравнению с инвестициями в модернизацию системы ЦТ. В Днепропетровске и Каунасе ни один из вариантов не показал себя явно как наиболее низкозатратный.

Таблица 4-7 Сравнение вариантов теплоснабжения. Исследование шести городов по программе ESMAP

Стоимость /*Город*	Реконструированная система ЦТ	Модернизиров. система ЦТ	Модернизиров. система ЦТ плюс ТЭЦ	Внутридомов. котлы
Стоимость теплоснабжения, долл. США/Гкал				
Днепропетровск	23,4	23,6	21,1	23,3
Каунас	35,3	35,1	34,5	34,8
Оренбург	65,5	59,9	36,9	30,2
Вроцлав	44,5[a]		21,3	41,6
Стоимость теплоснабжения, долл. США/Гкал (включает меры на стороне нагрузки)				
София	н/д	31	н/д	39
Тимишоара	н/д	н/д	41	31

н/д: нет данных.

а. Два варианта (реконструированные и модернизированные системы ЦТ) совпадают; предприятие ЦТ уже модернизирует систему.

Источник: Конкретные исследования по программе ESMAP .

В *Оренбурге* решающим фактором неконкурентоспособности ЦТ является низкая экономическая стоимость природного газа в сочетании с низкой предельными издержками длительного периода производства электроэнергии. Оренбург расположен в центре крупного месторождения природного газа, что из-за расстояний ведет к сравнительно высоким затратам на транспорт газа до границ стран, импортирующих его. Это снижает чистую обратную стоимость природного газа до 45 долл. США за 1000 куб. (цена экспорта минус стоимость транспорта).[63] Поскольку экономическое преимущество ЦТ зависит от размеров экономии топлива при производстве на ТЭЦ по сравнению с потреблением отдельных котлов, низкая величина этой экономии подрывает ее экономическую привлекательность. Предельные издержки длительного периода на электроэнергию ниже из-за существующего избытка мощностей в российской энергосистеме и из-за низкой расчетной экономической величины использования природного газа при производстве электроэнергии. Низкая цена на электроэнергию делает инвестиции в модернизацию ТЭЦ неэкономичными. Другим фактором является сравнительно высокая стоимость инвестиций требуемых для замещения вторичной системы распределения системой внутридомовых теплопунктов. В Оренбурге варианты ЦТ занимают место за квартирными нагревателями, что привело бы к экономической стоимости тепла, равной 36 долл. США/Гкал.

В *Тимишоаре* важным фактом, который привел к неконкурентоспособности ЦТ, является отсутствие и неконкурентоспособность производства на ТЭЦ. Чтобы сделать новую ТЭЦ экономически жизнеспособной, цена должна вырасти до 0,06 долл. США /кВт.ч, которая на 50 % выше, чем стоимость производства электроэнергии на современных агрегатах комбинированного цикла, работающих на газе.

63 Следует отметить, что эта экономическая цена в два раза выше финансовой цены, взимаемой Газпромом с Оренбургского предприятия теплосетей. Первая основана на чистой обратной стоимости газа; вторая привязана к местной финансовой стоимости альтернативных видов топлива.

Внутридомовые котлы требуют более низких затрат на отопление, хотя вторичная сеть газораспределения будет нуждаться в крупных инвестициях, потому что она не имеет мощностей и возможностей для покрытия более высокой тепловой нагрузки для целей отопления.

Во *Вроцлаве* несколько факторов в совокупности делают ЦТ конкурентоспособным. Даже если теплонапряженность сравнительно низка, сравнительно эффективное и низкозатратное теплоснабжение от комбинированного производства вместе с ЦТ, которое находится в достаточно хорошем состоянии, таким образом, требуя меньше инвестиций на модернизацию, делает ЦТ экономически предпочтительным вариантом теплоснабжения. Инвестиции в современные мощности комбинированного производства ГУКЦ дало бы очень низкую цену на тепло, потому что агрегаты комбинированного производства имеют высокие мощности, как для производства электроэнергии, так и тепловой энергии, а дополнительная электроэнергия будет продаваться по ПИДП системы.

В *Софии* подтверждаются результаты, хотя негативные и позитивные аспекты здесь менее выражены, чем во Вроцлаве. Вариант 3 (модернизация сети ЦТ и новой ТЭЦ, причем последняя была частью так называемой новой системы ЦТ [см. Табл. 4-8]) не моделировалась. Это могло бы привести к такому же результату, как и во Вроцлаве.

Таблица 4-8 Влияние инвестиций со стороны нагрузки, система ЦТ в г. София

Экономия мощностей благодаря инвестициям в:		Энергосбережение в результате инвестиций в:		Эффективность системы [a]	
Систему распределения [b]	Добавление мер на стороне нагрузки	Систему распределения [b]	Добавление мер на стороне нагрузки	Существующая	После инвестиций
5%	20%[c]	19%	43%[c]	65%	78%

a. Система = выработка, передача, распределение и теплопередача (теплопункты).

b. Реконструкция трубопроводной системы и теплопунктов.

c. Только внутреннее оборудование: установка термостатических клапанов, распределение затрат на тепло радиаторов для отопления помещений и установка приборов учета горячей воды в квартирах.

Источник: Исследования г. Софии по программе ESMAP .

В *Каунасе*, как и в *Днепропетровске*, как показали исследования, не было какого-либо варианта теплоснабжения, которому можно было бы отдать явное предпочтение по сравнению с другими. В Каунасе вариант модернизации теплосетей с подключением к современной крупномасштабной ТЭЦ приведет к минимально низким на единицу тепла затратам, чем при следующем наилучшем варианте, т.е. при внутридомовых котлах, работающих на газе. В Днепропетровске затраты на единицу тепла несколько ниже для современной системы ЦТ, обслуживаемой современной ТЭЦ, чем при других вариантах. Несколько удивительно то, что экономические затраты на тепло в Днепропетровске являются самыми низкими среди всех шести городов, хотя экономическая стоимость газа - основного топлива - находится где-то посередине и

лишь ненамного ниже, чем в Каунасе. Как указывалось, недостаток ЦТ в Каунасе состоит в отсутствии спроса на вырабатываемую электроэнергию ТЭЦ из-за очень дешевой и электроэнергии, вырабатываемой в большом объеме на Игналинской атомной электростанции. Только часть Днепропетровска снабжается теплом от ТЭЦ. Среди шести городов теплонапряженность в Каунасе является наиболее высокой после Софии. Состояние сетей в Каунасе и Днепропетровске выглядит одинаково, и потери составляют примерно 25 % во вторичной четырехтрубной системе. Здесь, как и в Оренбурге, более дифференцированный подход привел бы к различным вариантам теплоснабжения для различных районов города. (См. Рамку 4-2).

Рамка 4-2. Предостережение относительно Оренбурга, Днепропетровска и Каунаса

Более глубокий анализ теплоснабжения в этих городах, вероятно, дал бы смешанные результаты:

В **Оренбурге** часть города вокруг существующей ТЭЦ характеризуется очень высокой теплонапряженностью. Здесь, вероятно, будет иметь смысл модернизировать систему ЦТ. Существующее ТЭО для этой зоны, к сожалению, не было доступно консультантам. Районы далее на юг, отличающиеся сравнительно низкой плотностью нагрузки, обслуживаются либо длинной передающей линией ЦТ либо мелкими ОК. Здесь переход на внутридомовые котлы, вероятно, потребует наименьших затрат.

В **Днепропетровске** был выполнен более подробный анализ одной из отдельных сетей ЦТ для определения компонентов последующего демонстрационного проекта (см. Приложение G). Внутридомовые котлы оказались наиболее эффективными с точки зрения затрат, чем продолжающееся теплоснабжение двух зданий с повышенной тепловой нагрузкой в конце этой сети. В 1998 г. они были отключены от теплоснабжения и был установлен газовый внутридомовой котел, были приняты базовые меры на стороне нагрузки в зданиях.

В **Каунасе** ТЭО проводилось в 1997 г. для инвестиционного проекта, финансируемого ЕБРР. Анализ наименьших затрат не проводился и генеральный план по теплу не составлялся. Были предложены инвестиции в части системы ЦТ, где можно было бы достичь наибольшего повышения КПД. Это привело к разработке проекта с привлекательными нормами прибыли.

4.2.3 Влияние инвестиций на стороне нагрузки на место, занимаемое вариантами теплоснабжения

Инвестиции в энергосберегающее переоборудование инженерного оборудования зданий приводит к снижению тепловой нагрузки. Для альтернативных вариантов теплоснабжения это имеет несколько последствий:

- Экономия тепловой мощности благодаря мерам по усовершенствованию на стороне нагрузки может уменьшить инвестиционные требования для новой мощности или отложить их на несколько лет. Если централизованное теплоснабжение ограничивается, не из-за экономических соображений, а из-за нехватки мощностей, тогда инвестиции в сторону нагрузки могут помочь

избежать капитальных затрат на строительство новых мощностей. Благотворное воздействие инвестиций в сторону нагрузки , как на мощности, так и на энергосбережение, на примере Софии показано в Табл. 4-8. Принимая систему в целом (т.е. выработку, передачу, распределение, передачу тепла [теплопункты]), общий КПД с точки зрения соотношения выработки энергии к расходу топлива увеличится с 65% до 78%.

- В ЦВЕ/БСС теплопунктами часто владеют предприятия ЦТ. Однако выгоды от инвестиций в модернизацию теплопункта (т.е. установку устройств регулирования течения в виде регулирующих клапанов и циркуляционных насосов) должны быть отданы стороне нагрузки, потому что они снижают тепловую нагрузку со стороны здания на более чем 15% (см. также Рамки А-1, А-2 в Приложении А).

- Меры по усовершенствованию на стороне нагрузки могут позволить закрыть старые и неэффективные теплоцентрали. Если менее эффективные или устаревшие источники тепла все еще работают из-за нехватки мощности, что характерно для всех, тогда затраты на закрытие этих источников через инвестиции в повышение энергетического КПД могут быть намного выше, чем средняя стоимость производства тепловой энергии.

- Инвестиции в приборы регулирования системы ЦТ обладает короткими сроками окупаемости, и они могут увеличить выгоды от повышения КПД благодаря усовершенствованиям на стороне нагрузки. Например, недогрев и перегрев квартир можно устранить благодаря регуляторам тепла в здании, но теплопотери в плохо регулируемой системе распределения все еще могут оставаться высокими. Координированное регулирование тепла, как в зданиях, так и в связанных системах ЦТ представляет собой даже еще более эффективное решение.

- При нарождающейся конкуренции на рынке тепловой энергии и/или реализации эффективной работы или/и регулирования цены для предприятий ЦТ, обеспокоенность относительно потерь при передаче и распределении будет расти[64]. Установку приборов учета на стороне нагрузки перенесет ответственность (и расходы) от потерь в распределительном трубопроводе на предприятие ЦТ, которое затем получит новые стимулы для прямого снижения потерь от распределения или повторного проектирования системы для снижения потерь при распределении. Предприятия ЦТ в ЦВЕ/БСС не имеют стимулов для инвестиций в повышение энергетической эффективности своих распределительных сетей, которые несут значительные потери. Это происходит от того, что они требуют от муниципальных органов или предприятий, а не от индивидуальных потребителей, оплату за поставляемое в жилые дома тепло,

[64] До настоящего времени предприятия ЦТ покрывали убытки от теплопотерь через цену и тарифы. Даже в Германии, где не существует ценового регулирования для ЦТ, ЦТ обычно немного дороже, чем децентрализованные системы отопления, основанные на газе или легком дистиллятном топливе, по причинам более высокой комфортабельности. Хотя теплопотери значительно выше расчетных, они не представляют особой проблемы для предприятий ЦТ.

которое отпускается с электростанции (минус замеренные промышленные нагрузки, подключенные к той же самой системе), а не за то, которое поступает в здания. При старой системе тарифы на отопление на потребление тепла в зданиях рассчитывались на основе расчетных или теоретических норм потребления и включали допуск на потери при распределении так, что тарифы должны были соответствовать теплу, производимому на электростанции, а не тому, что потреблялось в зданиях. Таким образом, стимулы (у потребителей) и ответственность (предприятия теплоснабжения) за снижение потерь при распределении в теплосетях уже искажены на институциональном уровне. Если приборы учета тепла были бы установлены в зданиях и платежи производились бы за тепло, поступающее в них, стимулы для улучшения состояния соответственно сместились бы на предприятия теплоснабжения. Разумеется, что установка приборов учета тепла на уровне зданий без каких-либо изменений в тарифах или потребления снижает средние суммы счета за оплату теплоснабжения; «излишние» сверхнормативные потери при распределении не включаются в нынешние тарифы. Также, если здание недогревается, его фактическое потребление будет ниже нормативного. Предполагая отсутствие компенсирующих стимулов для предприятий ЦТ через регулирование, соответствующее снижение сумм оплаты за тепло означает убыток для предприятия ЦТ. Установка внутридомового прибора учета тепла в крупных масштабах заставит руководство предприятия ЦТ снизить затраты и/или попытаться убедить регулирующие органы и политиков поднять тарифы для того, чтобы иметь постоянные доходы.

- Нагрузка на ЦТ может быть подвержена существенному влиянию со стороны изменений в стимулах потребителей, прав потенциальных потребителей и способности потребителей принимать решения по технологии производства тепла. Изменение в стимулах, вызванное приборами учета и регулирования, может сильно большое повлиять на рынки теплоснабжения. Семьи, стремясь снизить суммы счетов, меньше перейдут на использование внутридомовых котлов и квартирных нагревателей, если это разрешено, независимо от того, какие «планы развития» имеются у предприятия ЦТ. Во многих странах ЦВЕ/БСС потребление жилого сектора газа продолжает оставаться без учета в большинстве зданий. Если семьи начинают платить за тепло и горячую воду в соответствии с замеренным потреблением, а газ остается без учета, тогда потребление переместится на газ, так как семьи используют газовые плиты вместо потребления замеренного тепла, поставляемого системой ЦТ. Или семьи установят газовые нагреватели в своих квартирах, если это разрешено законом. В некоторых странах даже неэффективное электрическое отопление может быть дешевле, чем ЦТ. В этой ситуации не только электрическое отопление заменит потребление централизованного отопления, если будут установлены приборы учета и начисления оплаты за тепло будет производиться по-квартирно, но новые и переоборудованные здания могут выбрать вариант полного отключения от системы ЦТ и использовать только электрическое отопление, если это разрешено по закону - процесс, который уже начался в некоторых странах. Во избежание таких решений, которые ведут к неправильному распределению экономических ресурсов, нужно установить равное игровой поле в форме

тарифов, покрывающих расходы на все виды топлива, ликвидировать перекрестное субсидирование, произвести анализ барьеров законодательного и нормативно-правового характера и так далее.

- Из-за бремени счета за отопление для потребителей решающим моментом для руководства муниципалитетов является воздействие инвестиционной программы на уровень тарифа на тепловую энергию, основанного на затратах. Результаты исследования, показанные в Табл. 4-9, выглядят многообещающими. Хотя полученная стоимость за единицу тепла (Гкал) выше при инвестировании в меры на стороне нагрузки, общий счет за тепло на жилище благодаря этим мерам будет существенно снижен.

Таблица 4-9 Экономическая стоимость тепловой энергии и счет за тепловую энергию, на одно жилище

		Без мер на стороне нагрузки		С мерами на стороне нагрузки		
	Среднегодовой доход семьи в 1996 г. *(долл. США)*	Стоимость тепловой энергии *(долл. США/ Гкал)*	Счет за тепловую энергию *(долл. США/год)*	Стоимость тепловой энергии *(долл. США/ Гкал)*	Счет за тепловую энергию *(долл. США/год)*	Счет за тепловую энергию в процентах к среднему доходу семьи или расходу
Днепропетровск	**2000**[c]					
- Нынешняя		23,4	333	27,1	320	16%
система ЦТ		21,1	300	21,1	300	15%
- Модерн. сист. ЦТ + ТЭЦ [a]						
Каунас	**2705**					
- Нынешняя		35,3	685	45,8	625	23%
система ЦТ		34,7	674	36,4	582	21%
- Внутридомовые котлы [b]						
Оренбург	**2760**[c)]					
- Нынешняя		65,5	1135	79,2	980	35%
система ЦТ		30,2	462	33,6	416	15%
- Внутридомовые котлы						
Вроцлав	**4950**[c)]					
- Нынешняя		44,5	484	47,2	447	9%
система ЦТ [b]		21,3	231	23,6	224	5%
- ТЭЦ на газе						

a. Никакие меры на стороне нагрузки не отбирались, поскольку ни одна из них не соответствовала критерию минимальной экономической нормы прибыли в 10%.

b. Затраты на единицу тепла для модернизированной системы ЦТ с современной ТЭЦ почти идентичны.

c. Для Украины и Польши средние расходы семьи; для России медиана расходов семьи.

Источник: Конкретные исследования по программе ESMAP

4.3 Влияние экологической оценки на место, занимаемое вариантами теплоснабжения

4.3.1 Воздействие на окружающую среду альтернативных вариантов теплоснабжения

Воздействие на окружающую среду технологий теплоснабжения подразумевает загрязнение воздуха (например, из-за выбросов котельных), загрязнение поверхности земли (например, течь от топливных резервуаров), шум и визуальное воздействие (например, трубы, пролегающие на поверхности земли). Удаление асбеста представляет собой еще одну опасность с точки зрения охраны окружающей среды, которая часто встречается при удалении изоляции во время реконструкции котлов или сетей ЦТ. Загрязнение воздуха считается наиболее важной экологической проблемой. Его можно уменьшить несколькими способами или их комбинацией:

- Переход на технологии отопления с более высоким тепловым КПД, например замена котлов с низкоэнергетическим КПД на более эффективные; реконструкция плохо изолированных стальных труб, проложенных в бетонных коробах, путем укладки новых слоев изоляции; или замена старых труб на изолированные трубы.
- Применение более эффективных технологий борьбы за выбросами на выходе труб, таких как установки по десульфуризации.
- Переход от загрязняющего топлива, такого как уголь, к более чистому виду, такому как природный газ: или путем перехода от угля с высоким содержанием серы к углю с низким содержанием, или от мазута к легкому дистиллятному топливу, если разница в ценах на топливо позволяет произвести переход, приемлемый с экономической точки зрения.
- Усиленное использование возобновляемых энергетических ресурсов, таких как древесную стружку, щепу, солому и геотермальную энергию.
- Реализация энергосберегающих программ на уровне конечного потребителя.

Последняя мера не зависит от ориентации на стороне подвода. Другие касаются технологий теплоснабжения.
У ЦТ есть ряд экологических преимуществ по сравнению с индивидуальными котлами или квартирными нагревателями:

- Централизованный характер ОК и ТЭЦ приводит к концентрации выбросов на одном или более конкретных источниках. Это, в совокупности с намного более высокими (90-150 м) дымовыми трубами крупной ОК или ТЭЦ по сравнению с 20- метровыми трубами (или ниже) небольших котлов или печей (с дымовыми трубами на крышах домов) ведет к существенному снижению концентрации на уровне земли.[65]

[65] Во многих странах Центральной и Восточной Европы источники выбросы из низко расположенных дымовых труб составляют большую долю выбросов. В Кракове, например, эти источники,

- Из-за преимуществ масштаба, дешевле установить сложную современную технологию для борьбы с загрязнением на крупных предприятиях. Очистители отработанного газа могут быть установлены для удаления твердых частиц и снижения выбросов SO_2;[66] а котлы могут быть переоборудованы с установкой горелок с низким содержанием NOx, с рециркуляцией отработавшего газа, и методами селективного каталитического восстановления для снижения уровней NOx (оксида азота). Более крупные ТЭЦ могут быть оборудованы сложными устройствами для десульфуризации, которые улавливают 80 - 95% серы, содержащейся в отходящих газах.
- КПД тепловой энергии у больших котлов обычно выше, чем у небольших внутридомовых котлов, особенно, когда используются угольные котлы. Крупные мощности обычно имеют более эффективные конструктивные решения (например, имеют более сложные системы утилизации тепла) и могут использовать лучшие режимы эксплуатации и техобслуживания, чем небольшие отдельные системы отопления, работая в режиме, более близком к полной мощности, где энергетический КПД самый высокий. Индивидуальные котлы на агрегате ЦТ постепенно вводятся один за другим в пиковые часы, вместо того, чтобы включать и выключать единственный котел.[67]
- ЦТ может вырабатывать тепло с высоким КПД путем применения ТЭЦ и закупать отработанное тепло у мусоросжигательных заводов и промышленности.
- Шум, связанный с работой агрегатов ЦТ, концентрируется в одной котельной, где могут быть рационально и эффективно установлены котельные нагнетательные вентиляторы и насосы за толстыми кирпичными или бетонными стенами, покрытыми шумоподавляющей минеральной ватой.

состоящие из котлов и печей, работающих на угле, составляют более 30 % выбросов двуокиси серы (SO_2) и существенную часть окисей азота (NOx) и являются основными источниками твердых частиц и окиси углерода (CO). Эти источники оказывают более сильное воздействие, чем источники, имеющие высокие дымовые трубы, на качество воздуха зимой, особенно в центральной части городов, где доступ к сети централизованного отопления еще отсутствует. Исследования источников выбросов, идущих от низко расположенных дымовых труб, проведенное Краковским бюро городского планирования, выявило около 130 тыс. угольных печей и примерно 1300 небольших котельных, работающих на угле. Более 50 % из них расположены в центре г. Кракова. Улучшение качества воздуха могло быть достигнуто благодаря следующим мерам, принятым в центре г. Кракова: ликвидации местных котельных и подключения к системе централизованного теплоснабжения (примерно 54 % от мощности котлов), переход на использование газа (21 %) и мазута (9 %), и переоборудование котлов (15 %). Эти меры также способствовали бы снижению выбросов CO_2.(См. S. Adamson, R. Bates, R. Laslett, and A. Pototschnig (1996), Energy Use, Air Pollution and Environmental Policy in Krakow [World Bank Technical Paper Number 308, Energy Series, Washington, D.C.]) «Использование энергии, загрязнение воздуха и политика в области окружающей среды в Кракове" (Технический документ № 308 Всемирного Банка, серия "Энергетика", Вашингтон). Концентрация производства на одном месте также облегчает контроль за выполнением законодательства об охране окружающей среды.

[66] Эффективность удаления частиц с использованием технологий, установленных на крупных современных ОК, составляет 95– 98%.

[67] Исследования, проведенные в США еще в конце 80-х годов, показали, что внутридомовые котлы обычно обладают 70 % КПД, а не расчетными 85 %.

- Путем концентрации запасов топлива на централизованных предприятиях, потенциальные риски, связанные с утечкой или выбросами загрязняющих веществ, помимо топлива, сводятся к минимуму , в отличие от ситуации, когда имеется несколько менее крупных котлов или агрегатов.

Эксплуатация этих преимуществ не требует обязательно огромных централизованных систем ЦТ. Развитие новых децентрализованных технологий выработки в последние 10-20 лет доказывает, что более мелкие установки также могут воспользоваться этими преимуществами. Все возрастающее количество мелких и средних ТЭЦ, в основном работающих на газовых турбинах и газовых и дизельных двигателях в Западной Европе, показывают, что предприятия ЦТ, а также промышленные предприятия, вырабатывающие свою собственную электрическую и тепловую энергию, приняли их в качестве низкозатратной альтернативы. С некоторым запозданием такое же может произойти в ЦВЕ/БСС.

В прошлом, потенциальное преимущество систем ЦТ с точки зрения окружающей среды было значительно снижено из-за двух факторов. Одним фактором являлась экономическая потребность в технологии ЦТ, способной использовать дешевые источники топлива для того, чтобы конкурировать с индивидуальными котлами; например, уголь вместо природного газа или мазут вместо легкого дистиллятного топлива. Но дешевые низкосортные виды топлива отличаются худшими свойствами с точки зрения охраны окружающей среды по сравнению с высокосортными видами топлива. В некоторой степени использование современной технологии очистки в месте выброса загрязняющих веществ на ОК и ТЭЦ отражают потребность в компенсации за использование топлива низкого качества.[68] Газовые котлы не требуют ни десульфуризации, ни оборудования для удаления твердых частиц для того, чтобы достичь плановых показателей по качеству окружающего воздуха и выбросам. Газовые котлы однако, все еще содействуют повышению уровня озона и тепличных газов (последний через O_3, который также является загрязняющим элементом на местном уровне) и выбросов окисей азота и канцерогенных полициклических ароматических углеводородов).

Другим фактором является отрицательное воздействие энергопотерь при передаче и распределении в сетях ЦТ. В системах ЦТ, где используется старая технология, эти потери вызывают неблагоприятное воздействие на окружающую среду по сравнению с газовыми внутридомовыми котлами.

Определение того, какая система отопления является наиболее благоприятной для окружающей среды, будет зависеть от ряда местных обстоятельств, включая вид топлива, который используется на предприятии, и требования в отношении снижения токсичности выбросов. Далее представлен пример, иллюстрирующий воздействие смены топлива и выбранной технологии на окружающую среду. Уголь и природный газ

[68] Положительная сторона заключается в том, что технология ЦТ позволяет применять низкосортные виды топлива для отопления, не нанося ущерба окружающей среде - фактор, который влияет на универсальность и безопасность технологии теплоснабжения.

являются вариантами топлива, а внутридомовые котлы, квартальные котлы (небольшие изолированные системы ЦТ, базирующиеся на небольших ОК) и блокированные системы ЦТ, базирующиеся на производстве тепла ТЭЦ являются тремя различными вариантами теплоснабжения. Ряд предположений, относящихся к энергетической / экологической эффективности этих технологий, представлен в Табл. 4-10. Предположения об эффективности в таблице относятся к современным реально используемым технологиям. На практике можно наблюдать даже более высокий КПД в системах ЦТ Западной Европы и системах по удалению твердых частиц и SO_2 (соответственно 99% и 95%). Эффективность технологий ЦТ, используемых в настоящее время в ЦВЕ/БСС ниже, чем представлено в Табл. 4-10.

Таблица 4-10 Энергетический/экологический КПД различных технологий теплоснабжения (в %)

Технология	*Энергетический КПД*	*Эффективное снижение SO_2*	*Золосодержание, преобразованное в летучую золу*	*Эффективность удаления ТЧ*
Внутридомовой котел	75/80[a]	10	20	70
ОК - ЦТ	77[b]	90	50	98
ТЭЦ - ЦТ	137[c]	90	50	98

a. Соответственно для угольных и газовых котлов.

b. На основе 85% КПД котла и 10% потерь при распределении.

c. На основе 80% производства от ТЭЦ с 170% теплового КПД и 20% от ОК с 85% КПД; потери при передаче и распределении 10%.

Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

На основе предшествующих осторожных ориентировочных расчетов, в Табл. 4-11 показаны выбросы при различных технологиях теплоснабжения на единицу тепла, поданного в здания и произведено сравнение их с требованиями по очистке отработавших газов в странах Европейского Союза. Результаты подтверждают более высокую эффективность ЦТ, базирующегося на ТЭЦ, и подчеркивают широко известные экологические качества природного газа как топлива. Даже когда ТЭЦ топится углем, экологические показатели приемлемы по сравнению с индивидуальными газовыми котлами: SO_2 и выбросы ТЧ находятся в пределах допустимого, а выбросы CO_2 как у газовых котлов. ЦТ на основе газовых ОК немного менее эффективны с экологической и энергетической точки зрения , чем индивидуальные газовые внутридомовые котлы. Небольшие угольные котлы не отвечают современным требованиям качества окружающего воздуха. Тем не менее, в некоторых странах, таких как Польша, небольшие котлы могут не отвечать стандартам по охране окружающей среды.

4.3.2 Экономическая стоимость загрязнения воздуха

Наиболее важные затраты теплоснабжения с точки зрения защиты окружающей среды при отоплении относятся к экологическому воздействию выбросов ТЧ (воздействие на качество местного окружающего воздуха) NO_x и SO_2 (на локальном и региональном уровне) и CO_2 (глобальное потепление). Расчет цифр физических выбросов будет

достаточен для исключения некоторых вариантов теплоснабжения. Это произойдет тогда, когда выбросы конкретной технологии отопления, т.е. угольные печи или небольшие угольные внутридомовые котлы, не отвечают местным и общенациональным нормам и стандартам качества окружающего воздуха и/или выбросов. Часто экономически предпочитаемый вариант также имеет наилучшие экологические характеристики. Высокие экологические характеристики тесно связаны с энергетическим КПД и самое лучшее решение с точки зрения энергосбережения часто будет наиболее экономичным вариантом. В некоторых случаях однако, вариант наилучший с экологической точки зрения может обойтись дороже, чем альтернативный вариант (варианты). В этом случае желательно включить стоимость воздействия на окружающую среду в анализ экономической нормы прибыли проекта теплоснабжения, чтобы посмотреть будет ли включение экономической стоимости загрязнения влиять на места, занимаемые вариантами.

Следует проводить различия между местными/региональными и глобальными загрязняющими веществами. Оценка экономической стоимости результатов глобального потепления из-за выбросов CO_2 представляет академический интерес, и является слишком неопределенной для практического использования. Оценки затрат по ликвидации ущерба от местных загрязнителей зависят от неопределенности воздействия дозы и очень сильно зависят от оценок, касающихся стоимости потерянной жизни. (Эта стоимость обычно выше оценок экономической стоимости потерянных рабочих дней и оценки стоимости пребывания в больнице.) Однако оценка стоимости покрытия ущерба от местных загрязнителей дает полезную информацию для плановиков и политиков о масштабах проблемы. Исследования городов, по результатам которых подготовлен настоящий отчет, используют оценки затрат на борьбу с загрязнением окружающей среды в Табл. 4-12. Цифры по ЦВЕ/БСС являются приблизительными, которые нужно уточнить для проведения последующих исследований; типичные цифры для стран Европейского Союза приведены для сравнения.

Таблица 4-11 Выбросы загрязняющих веществ на отпущенные Гкал, по типам технологии теплоснабжения

	Нормы ЕЭС для предприятий > 100 МВт, *в мг/Нм³*	Требования к очистке отходящего газа (кг/отпущенные Гкал)	*Внутридомовой котел*	*ОК-СЦТ*	*ТЭЦ-СЦТ*
На угле: [a]					
- Потребление топлива	н/д	н/д	0,215	0,218	0,110
(тонн)	2000	макс. 0,5	3,9	0,42	0,24
- SO_2 (кг)	50	макс. 0,15	1,5	0,252	0,141
- ТЧ (кг)	650	макс. 0,4	н/д	н/д	н/д
- NOx	н/д	н/д	0,527	0,512	0,289
- CO_2 (тонн)					
На газе: [b]					
- Потребление топлива	н/д	н/д	139	146	82
($м^3$)	35	макс. 0,5	0	0	0
- SO_2 (кг)	5	макс. 0,15	0	0	0
- ТЧ(кг)	350	макс. 0,4	н/д	н/д	н/д
- NOx	н/д	н/д	0,282	0,295	0,165
- CO_2 (тонн)					

Примечания: требования к очистке отходящих газов установлены в мг/$Нм^3$ и колеблются в зависимости от типа технологии, применяемой на предприятии, типа топлива и размера предприятия (колонка 2) Цифры в колонке 3 могут использоваться для целей сравнения.

н/д: нет данных.

a. Характеристики угля: ВПТ=6200 ккал/кг, содержание углерода: 67 %, золосодержание: 12 %

b. Характеристики природного газа: ВПТ= 9000 ккал/$м^3$, CH_4=92 %

Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

Таблица 4-12 Экономическая стоимость выбросов в ЦВЕ/БСС и ЕС (долл. США/т)

	SO_2	*ТЧ*	*NO_x*	*CO_2*
ЕС	3000	600	2400	20-50
ЦВЕ/БСС	100	50	240	10

Источник: ЕС: "Руководство по окружающей среде для развития энергетического сектора" (см. http://www.worldbank.org/html/fpd/em); ЦВЕ/БСС: Предварительные оценки сотрудников Всемирного Банка.

Большая разница в затратах на борьбу с загрязнением окружающей среды между ЕС и ЦВЕ/БСС отражает три фактора: (1) разницу в масштабах запланированного снижения загрязняющих веществ (более крупные контрольные цифры в ЕС явно обходятся дороже); (2) более низкий уровень энергетического КПД и реализации мер по борьбе с загрязнением окружающей среды в странах ЦВЕ/БСС (существует много возможностей, требующих низких затрат, для достижения контрольной цифры по энергосбережению); (3) недооценка истинного уровня затрат на борьбу с загрязнением окружающей среды в ЦВЕ/БСС (400 долл. США/т вероятно представляется более реальной цифрой для затрат на борьбу с загрязнением окружающей среды веществами типа SO_2 и NOx).

4.3.3 Результаты исследования шести городов

Во всех шести исследованных городах были выявлены существенные возможности для улучшения местной экологической обстановки по сравнению с текущей ситуацией. Улучшение состояния окружающей среды не всегда имеет место при переходе населения с ЦТ на другие варианты теплоснабжения. Если теплоснабжение от ТЭЦ сокращается, снижение выработки электроэнергии должно быть скомпенсировано другими агрегатами в системе, воздействие которых может быть более благоприятным или менее благоприятным с точки зрения охраны окружающей среды.

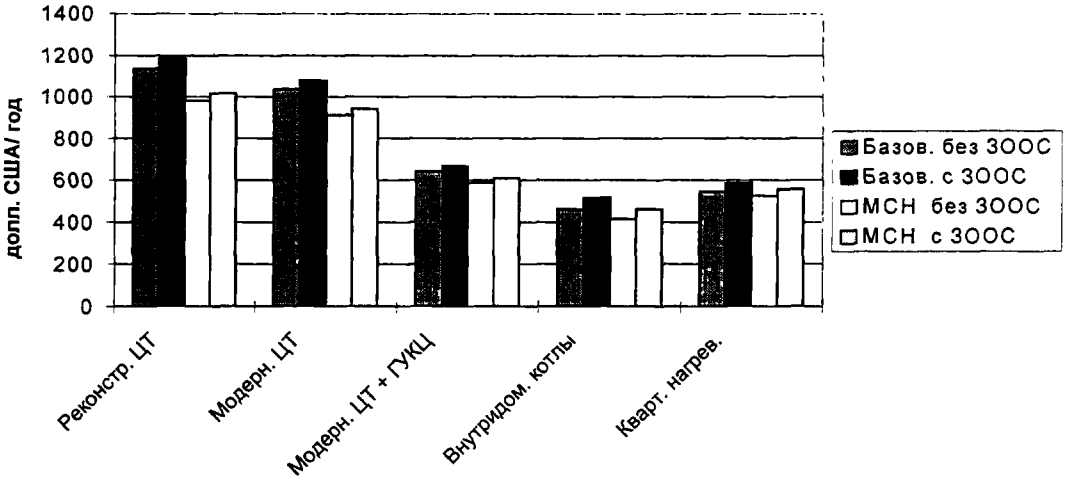
В исследованных случаях общенациональный производитель - заменитель представляет собой современную эффективную установку ГУКЦ на газе по следующим причинам: если требуется принятие решения о постройке новой ТЭЦ на основе комбинированного цикла с производством тепловой энергии, его следует сравнить со схемой комбинированного цикла без производства тепловой энергии. Для вариантов, где первоначальная ТЭЦ сохраняется для снабжения сети ЦТ, потребность в инвестициях в новую мощность газовой турбины с комбинированным циклом была бы снижена. Если эксплуатация ЦТ была бы остановлена, тогда агрегат будет слишком неэффективно конкурировать с установкой ГУКЦ и будет отключен. Таким образом, все выбросы первоначального ТЭЦ и его ОК минус выбросы от производителя-заменителя представляют собой воздействие выбросов ЦТ.[69]

На Рис. 4-3 и 4-4 показаны соответственно результаты анализа по Оренбургу и Вроцлаву. Включение экономических расходов на борьбу с выбросами в годовые затраты на производство тепла повышает последние из-за того, что производитель-заменитель является современным, эффективным предприятием, работающем на газе с относительно низкими выбросами. Включение не влияет на места, занимаемые вариантами. Внутридомовые котлы (в случае с Оренбургом) и ЦТ, куда тепло поступает от агрегата с комбинированным производством ГУКЦ (в случае с Вроцлавом) остаются вариантами теплоснабжения с наименьшей экономической стоимостью.

---

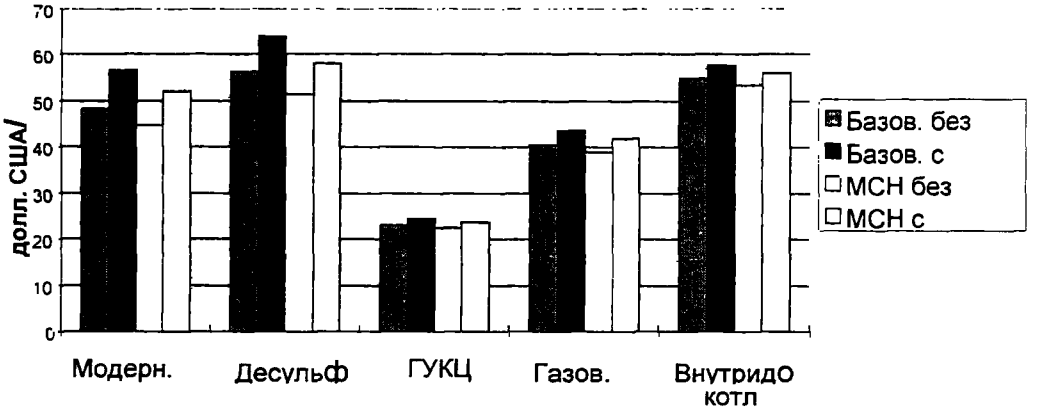
[69] Применение новой электростанции на газе с комбинированным циклом в качестве производителя-заменителя сводит до минимума экологические выгоды от производства ТЭЦ. Выбор минимально эффективной установки, которая является старой, неэкономичной и использует низшие сорта топлива, с другой стороны ведет к более благоприятному результату для вариантов централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ. О результатах см. Прил. F. Использование средней ожидаемой структуры производства в общенациональной или региональной энергосистеме дало бы наиболее реалистическую оценку воздействия на окружающую среду. В результате, подход, принятый в исследованиях, ведет к незначительной недооценке положительного экологического воздействия ЦТ.

РИС. 4-3 ОРЕНБУРГ: ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ НА ТЕПЛО НА ОДНО ЖИЛИЩЕ, ВКЛЮЧАЯ И ИСКЛЮЧАЯ ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ



Источник: Исследования г.Оренбурга по программе ESMAP

РИС. 4-4 ВРОЦЛАВ: ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ НА ТЕПЛО НА ОДНО ЖИЛИЩЕ, ВКЛЮЧАЯ И ИСКЛЮЧАЯ ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ



Источник: Исследования г.Вроцлава по программе ESMAP

5

Организационные требования к более эффективному сектору теплоснабжения

Как отмечено в двух предшествующих главах, эффективность снабжения и потребления тепла в ЦВЕ/БСС может быть повышена либо путем конкретных энергосберегающих инвестиций в существующую систему теплоснабжения и здания или путем инвестирования в новые системы снабжения. В рамках обоих вариантов однако, вскоре будут достигнуты пределы энергетического КПД в рамках старой системы предложения и спроса, если совершенствование технологии не сопровождается реструктуризацией сектора теплоснабжения. Только благодаря такой реструктуризации можно будет достичь дальнейшего прогресса, включая переход на международные стандарты наилучших методов работы в отношении технической, эксплуатационной и коммерческой эффективности в деле удовлетворения спроса на тепло. Это должно происходить как параллельный процесс взаимозависимых изменений в технологиях и в организационных структурах, связанных с предложением тепловой энергии и спросом на нее.

Во всех странах ЦВЕ/БСС изменения в секторе теплоснабжения начались с переходом к системе, основанной на экономических стимулах. За реформами в секторе теплоснабжения, начатые на макроуровне (общая структура собственности - промышленности - нормативно-правовой базы, политика ценообразования, схемы субсидирования) обычно следует серией инициатив на микроуровне (структура предприятия, корпоративное управление, бухгалтерский учет, планирование, финансирование, оценка инвестиций, начисление оплаты). В настоящей главе рассматриваются изменения необходимые на политическом, институциональном и управленческом уровнях для улучшения эффективности сектора теплоснабжения с точки зрения инвестиций, эксплуатации, финансирования, ценообразования и социального равенства. Во многих отношениях здесь затрагиваются необходимые изменения, происходящие во многих других странах мира для усиления конкуренции, расширения финансовой базы для инвестиций и возможностей выбора с точки зрения потребителей в инфраструктурных секторах, где прежде преобладали государственные или частные компании, в строго регулируемой среде.

5.1 Реформы на нынешнем этапе

В большинстве стран ЦВЕ/БСС были приняты новые законы по энергетике. Признавая, что предложение тепловой энергии и спрос на нее зависит от местных обстоятельств, они передают большую часть ответственности за соответствующую собственность, планирование и финансирование от центральных органов управления муниципалитетам.

На макроуровне реформы, которые влияют на сектор теплоснабжения, охватывают следующие моменты:

- Мощности ЦТ, которые находились в общегосударственной собственности (обычно подразделения бывшей государственной энергетической компании) передаются в муниципальную собственность.
- Государственные вертикально интегрированные коммунальные предприятия природного газа разбиваются на компании по производству, передаче и распределению. Последние обычно отделяются и либо приватизируются, либо передаются в муниципальную собственность. Передача собственности также ведет к передаче некоторых долгов материнской компании.
- Тарифы на электроэнергию, газ и ЦТ постепенно поднимаются и доходят до уровня цен, полностью покрывающих затраты в каждой группе потребителей в течение нескольких лет.
- Для того, чтобы защитить доступность базового потребления тепловой энергии, система общих ценовых субсидий на энергию и скидки группам льготников либо меняется на систему целевого субсидирования группам с низкими доходами, или включается в общую программу социальной защиты.
- Жилищный сектор также реформируется: жилые дома приватизируются; квартиры в многоквартирных домах передаются в собственность жильцам; и собственность на здание, оборудование и соответствующий участок земли (за исключением стран, где земля остается собственностью государства) передается домовладельцу или ассоциациям домовладельцев/кондоминиумов.
- Нормативно-правовые акты, относящиеся к экологическим нормам, экологической безопасности, процедурам лицензирования и нормам эффективного использования энергии для оборудования и зданий, адаптируются к условиям рыночной системы.

На микроуровне важную роль следующие реформы сектора теплоснабжения играют:

- Акционирование компаний ЦТ отделяет их бюджет от муниципального бюджета и уменьшает прямое участие муниципальных работников в управлении ежедневной хозяйственной деятельностью. Обычной практикой является включение в контрольной совет, как выбранных работников муниципалитета, так и экспертов со стороны и представителей потребителей.
- Муниципалитеты реорганизуют свой управленческий аппарат, принимая на себя новые функции, т.е. организацию выплат субсидий, индикативное планирование реорганизации теплоснабжения и управление муниципальными коммунальными предприятиями.
- Управляющее звено и новые контрольные советы коммунальных предприятий определяют соответствующие структуры для муниципальных коммунальных предприятий, создают новые информационные системы бухучета и финансовой информации, разрабатывают инвестиционную стратегию, и занимаются финансовым планированием.
- Система начисления оплаты на тепловую энергию, горячую воду, а также на газ постепенно меняется, переходя от системы незамеренного потребления на основе размеров жилища и количества членов семьи к системе начисления оплаты в соответствии с замеренным потреблением без посредников, таких как жилищно-ремонтные конторы, с которых снимается обязанность собирать платежи.

Каждая из этих сфер для вмешательства предусматривает различные стратегии реализации. В настоящей главе один за другим рассматриваются ключевые проблемы в каждой сфере, подчеркиваются моменты, которые следует принять во внимание, даются типовые варианты и рассказывается об опыте работы, представляющем интерес.

5.2 Специфические проблемы и уроки организационной реструктуризации

5.2.1 Введение

Переход на рыночную экономику ведет к переопределению институциональных обязанностей в секторе, которые сведены в Табл. 5-1. Для каждого из ключевых участников сектора теплоснабжения могут быть установлены основные факторы успеха. Прогресс может оцениваться через ряд показателей работы, которые также приведены в Табл. 5-1.

Основное изменение заключается в повышении ответственности муниципалитетов в сфере местного теплоснабжения:

- В качестве органа, ответственного за местную инфраструктуру, муниципалитет заинтересован в содействии строительству и развитию эффективной инфраструктуры, которая была бы привлекательной для местного населения и

делового сообщества. Теплоснабжение прежде являлось сферой ответственности внешних экспертов в общенациональных энергетических предприятиях, но теперь муниципалитеты должны стать посредниками между конкурирующими интересами энергетических, газовых компаний и предприятий ЦТ.

- В качестве владельца жилых зданий и ответственного органа за субсидии на тепловую энергию, выплачиваемые группам с низкими доходами, муниципалитет напрямую заинтересован в нахождении вариантов с наименьшими затратами в области теплоснабжения потребителей.
- Муниципалитет должен свести к минимуму неудобства от объектов, сооружаемых в сфере муниципального хозяйства, предпринятых энергетическими коммунальными предприятиями, входящими в объединенную энергосистему. Он утверждает строительство и эксплуатацию ЦТ и газового оборудования через организацию местного планирования и муниципальных правил районирования.
- Как владелец местного предприятия ЦТ муниципалитет должен обеспечить его финансовую жизнеспособность. Сюда входит утверждение изменений в уровне и структуре тарифов ЦТ, а также помощь в обеспечении дешевого финансирования инвестиций из внешних источников.

Различные функции муниципалитета могут конфликтовать между собой. Например, как владелец квартир и организация, выдающая субсидии, он должен быть глубоко заинтересован в снижении цен на тепловую энергию. Как владелец предприятия ЦТ, муниципалитет заинтересован в долгосрочной жизнеспособности предприятия, которое потребует соответствующих, обычно повышенных тарифов, которые позволяют производить самофинансирование определенной части требуемых инвестиций. Если предприятие ЦТ работает как коммерческая организация, политические интересы не должны влиять на его управление. Это может быть осуществлено через соответствующую корпоративную структуру путем снижения влияния муниципалитета на контрольный совет предприятия и четкого определения права и обязательства, как руководства, так и контрольного совета.

Роль центрального правительства в теплоснабжении снижается, но все еще остается важной. Она включает следующее:

- Общеполитические направления на национальном уровне в области энергетики и окружающей среды предоставляют коммунальным хозяйствам долгосрочную структуру для осуществления своего инвестиционного планирования.
- Последующие инициативы политического характера, программы и нормативно-правовые акты содействуют некоторым технологическим вариантам и снижают или устраняют другие параметры (например, использование топлива с высоким содержанием серы).

Таблица 5-1 Структура ответственности за теплоснабжение и тепловую нагрузку

Учреждение	Ответственность	Основные факторы успеха	Показатели выполнения
Центральное правительство; министерство энергетики и министерство окружающей среды	Определение исходной структуры планирования и реализации мер для удовлетворения спроса на тепло	a) Формулирование четких целей национальной энергетической политики b) Разработка последовательных первичных и вторичных законов по энергетике c) Определение четких и логически последовательных структур для регулирования сектора d) Определение правил для тарифов, которые содействуют достижению целей политики в области энергетики и окружающей среды e) Определение энергосберегающих программ f) Штрафы за выбросы (SO_2, твердые частицы), отражающие экономические затраты	a) Широкая общественная поддержка опубликованных планов по энергетике b) Принятие парламентом первичных, а правительством вторичных законов об энергетике c) Широкая поддержка основных принципов регулирования сектора d) Опубликованные правила для тарифов и ценообразование в электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ, смещают поведение участников в нужном направлении e) Экономия энергии в результате воздействия программ
Министерство социальной защиты	Определение схем субсидирования для того, чтобы сделать тепловую энергию доступной для семей с низкими доходами	a) Адресные субсидии семьям с низкими доходами b) Ослабление ограничений административного характера c) Минимум рыночных искажений	a) Затраты на субсидии в процентах к общей стоимости теплоснабжения снижены b) Средняя стоимость администрирования муниципалитетами и энергетическими компаниями в процентах к счетам за энергию, отпущенной семьям с низкими доходами c) Схема нейтральна по отношению к выбору поставщика и поведению, направленному на экономию энергии
Государственный регулирующий орган	Правила экономического регулирования энергетических компаний	a) Прозрачная и ясная методология ценообразования для ТЭЦ, которое удовлетворяет интересам, как энергетических, так и теплоэнергетических компаний b) Методология установления тарифов для естественных монополий c) Руководство по подготовке лицензий d) Разрешение споров способом, который учитывает интересы	a) Постоянное инвестирование в ТЭЦ энергетическими компаниями и компаниями ЦТ; доля ТЭЦ в общем производстве тепловой энергии b) Развитие тенденций в инвестициях и уровнях тарифов во времени

		потребителя и инвестора	
Муниципалитет	Определение местных условий структуры теплоснабжения и спроса	a) Подготовка локальных генеральных планов по тепловой энергии для инвесторов и потребителей b) Отбор профессиональных контрольных советов для муниципальных энергетических компаний c) Организация выплат субсидий семьям с низкими доходами d) Беспристрастное выполнение регуляторных функций	a) Планы по тепловой энергии, подготовленные муниципалитетом или местными энергетическими компаниями, устанавливают варианты с наименьшими затратами на стороне подачи и нагрузки для покрытия местного спроса на тепловую энергию b) % неполитических членов; внимание вопросам управления c) Конкретная стоимость и быстрота принятия административных решений на местном уровне
Управление энергетическими компаниями	Надежное теплоснабжение при наименьших затратах для удовлетворения спроса со стороны потребителей	a) Инвестиционная политика b) Организация, привлечение к выполнению работ посторонних организаций c) Кадровая политика d) Введение бухучета на основе издержек e) Обеспечение финансирования f) Политика в отношении потребителей	a,b,c) Стоимость производства; экологическая эффективность; программы по осуществлению мер на стороне нагрузки d) неплательщики в n% от общего количества; жалобы на обслуживание

- Осуществление общенациональных энергосберегающих программ и схем финансовой поддержки для закупки энергосберегающих технологий является важным моментом для реализации потенциала экономичного энергосбережению в зданиях.
- Учитывая избыточные мощности при выработке электроэнергии во многих странах ЦВЕ/БСС, должны быть разработан конкретный политический курс учитывающий как требования сектора энергетики, так и сектора теплоснабжения при установлении правил подключения или лицензирования новых, более эффективных мощностей по выработке. И то и другое оказали бы воздействие на использование комбинированного производства и косвенно на стоимость тепла и электроэнергии.
- Правовая и институциональная база для регулирования энергетических коммунальных предприятий будет либо содействовать развитию инвестиций частного сектора либо блокировать его.
- Социальная политика должна облегчить переход к ценам, полностью покрывающим затраты коммунальных предприятий путем обеспечения структуры и средств для адресной поддержки доходов бедных семей.

5.2.2 Организационные структуры для местных энергетических компаний

Во всем мире реструктуризация энергетического сектора имеет тенденцию к (1) созданию конкуренции путем отделения функций по выработке, передачи и распределению и (2) участию частных компаний в выработке энергии и распределительных мощностях. Целями приватизации является придание устойчивого характера конкуренции (тем самым увеличивая эффективность) для финансирования необходимой реконструкции и расширения системы при наименьших затратах и для освобождения бюджетных ресурсов для расходов, имеющих социальный приоритет.

Обычно частное участие наилучшим образом производится через участие в собственности коммунального предприятия и его эксплуатации либо через прямые продажи, через долгосрочный лизинг или соглашение по эксплуатационной концессии, которые обычно рассматриваются в виде предложений на конкурентной основе. Такой процесс происходит в энергетическом и газовом секторах некоторых стран Центральной Европы (в Чешской Республике, Венгрии, Польше) и начинается в республиках бывшего Советского Союза (в Казахстане, Латвии, России и Украине).

Сектор ЦТ отстает в процессе приватизации по очевидным причинам технической неэффективности, отсутствия подходящих инвесторов и боязни политического вмешательства в хозяйственные решения. Поэтому временная стратегия в начале состоит из акционирования и реструктуризации компаний теплоснабжения, отчуждения функций, которые не связаны напрямую с основной деятельностью и которые может оказать частный сектор на конкурентной основе; внедрения строгой дисциплины отчетности по прибылям и финансовой дисциплины, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе для руководства и работников. Это также является средством усиления привлекательности коммунальных предприятий для частного сектора, и соответственно увеличения их ценности.

5.2.2.1 Общие соображения

Насущной проблемой для муниципальных владельцев и руководства коммунальных предприятий ЦТ является структуризация коммунальных предприятий, когда различные местные компании в секторе ЦТ становятся объединенной муниципальной собственностью. Как правило до реформы муниципалитет владел и эксплуатировал небольшие изолированные системы ЦТ и отдельные котлы в зданиях, принадлежащих муниципалитету. Муниципальный отдел коммунальных услуг или специализированное муниципальное предприятие ЦТ отвечало за эксплуатацию и техобслуживание этих систем. Крупная интегрированная система передачи находилась в собственности филиала государственной национальной энергетической компании и эксплуатировалась им.

При расчетах или для конфигурации новой местной организационной структуры ЦТ следует учитывать два основных аспекта:

1. Целью передачи собственности на активы ЦТ от центрального правительства муниципалитету является повышение эффективности

теплоснабжения. Чтобы это произошло, после децентрализации собственности компании должна произойти децентрализация функций на эксплуатационном уровне.

2. Способность привлекать финансирование с наименьшими затратами является важным показателем для выбора хозяйственной формы и организации сектора в любой крупной отрасли. Это играет большую роль в секторе ЦТ, поскольку ЦТ более капиталоемкая форма теплоснабжения, чем конкурирующие альтернативы, его конкурентоспособность сильно зависит от стоимости капитала. Уровень процентных ставок и длительность срока погашения займов являются важными показателями способности компании достичь конкурентоспособных тарифов.

Еще одна проблема, которую следует решить, касается политики в отношении неосновных видов деятельности (например, владение теплицами, производство труб, и т.д.), которые часто входят в собственность компаний ЦТ в ЦВЕ/БСС. Имеются серьезные основания для отторжения активов. Это ведет к повышению управления и концентрации его на основной деятельности, и удачная продажа дает финансовые средства для инвестиций в совершенствование системы ЦТ (см. Раздел 6.3.2).

5.2.2.2 Слияние компаний

Слияние местных компаний теплоснабжения. Было бы желательно интегрировать в одну компанию различные предприятия ЦТ, которые находятся в муниципальной собственности. Муниципальное предприятие, которое руководит небольшими изолированными системами, слилось бы с компанией ЦТ, которая отвечает за блокированную систему. Отдельно действующие компании дают очень мало выгод с точки зрения конкуренции. Между двумя компаниями не существует прямой или косвенной конкуренции. Они обслуживают различных потребителей и структура затрат небольших изолированных и больших интегрированных систем слишком отличается друг от друга, чтобы позволить эффективно использовать сравнение между ними. Слияние двух предприятий дает синергический эффект для администрирования, планирования, закупки топлива, финансирования, начисления оплаты за услуги и техобслуживание.

Когда крупная интегрированная система ЦТ проходит через территорию нескольких муниципалитетов, обычным решением является организация его системы передачи и всей системы ЦТ в виде компании с совместным владением долями акционерного капитала в соответствии с относительными размерами тепловой нагрузки в муниципалитетах. Другим методом является распределение акций в соответствии со стоимостью активов компании, которые расположены в различных муниципалитетах.

Коммунальные предприятия широкого энергетического профиля. В некоторых странах рассматривается расширение муниципальной собственности местных коммунальных предприятий ЦТ (и водоснабжения) путем включения региональных распределительных компаний, работающих с электроэнергией и природным газом. Такое расширение дает возможность образования горизонтальных интегрированных компаний, работающих с электроэнергией, природным газом и ЦТ (которые иногда

называются коммунальные предприятия широкого энергетического профиля или широкопрофильными коммунальными предприятиями).

В 60-70-е гг. некоторые страны в ЦВЕ/БСС организовали местный сектор коммунальных услуг в виде муниципальных отделов водоснабжения, теплоснабжения и газоснабжения. В западных странах примеры интегрированных предприятий коммунального хозяйства в сфере распределения можно обнаружить как действующих в нормативных рамках "снабжения в условиях местной монополии", так и "снабжения в условиях свободной конкуренции». Примерами первого подхода являются германские и австрийские городские компании с большей частью собственности у муниципалитета и голландские объединенные энергетические компании. В Великобритании и США либерализация и открытая конкуренция привели к образованию ряда многоотраслевых частных компаний коммунальных хозяйств водоснабжения - энергоснабжения, энергоснабжения - газоснабжения и электроснабжения - ЦТ .

В принципе, ряд потенциальных синергетических эффектов можно реализовать при горизонтальной интеграции распределения электроэнергии, газа и ЦТ. Может быть достигнута «совершенная» интеграция инвестиций. Недостатком является то, что пониженная свободная конкуренция между видами топлива может привести к эффекту Х-неэффективности.[70] Однако, органы, ответственные за принятие решений, в большинстве стран ЦВЕ/БСС еще не решились на использование положительных сторон таких многоотраслевых компаний коммунального хозяйства. Общая позиция такова, что они имея опыт работы с интегрированными монополиями, предпочитают посмотреть , как более конкурентная система работает на практике.

Интегрированные коммунальные предприятия будут иметь будущее в ЦВЕ/БСС. Следует или не следует их поддерживать в ближайшей перспективе, зависит от местных условий и талантов местного руководства. В краткосрочной перспективе целью должно стать завершение процесса коммерциализации отдельных компаний распределения и содействие конкуренции в области теплоснабжения. Определение различных рыночных структур и структур компании должно быть оставлено рыночным силам с учетом норм регулирующего контроля.

5.2.3 Содействие конкуренции и приватизации в сфере централизованного отопления

5.2.3.1 Сфера для конкуренции

Муниципальная собственность компаний ЦТ должна сочетаться с политикой на использование потенциала для внедрения конкуренции в такую структуру. Конкуренция является наиболее эффективным организационным средством для

[70] Х - неэффективность = экономическая неэффективность в монополиях; потенциальные экономические эффекты охвата и масштаба не используются из-за отсутствия конкурентного давления на работу управленческого аппарата.

повышения эффективности на долгосрочной основе. Имеется три основных направления:

- Для содействия конкуренции в производстве тепловой энергии для объединенной системы;
- Содействия выполнению неосновных видов деятельности посторонними организациями, в настоящее время выполняемых компанией;
- Содействие конкуренции при эксплуатации сетей ЦТ.

5.2.3.2 *Конкуренция при производстве тепловой энергии*

Система ЦТ получает тепло из различных источников: ТЭЦ, ОК и промышленных котлов. Сфера для конкуренции при производстве тепловой энергии однако, в целом ограничена обеспечением резервной и пиковой мощностей. Существует возможность получения по договору излишней мощности тепловой энергии от промышленных предприятий вдобавок к ОК, которыми владеет предприятие теплосетей. Для базовой нагрузки ЦТ имеет «захваченный» рынок благодаря своей высокой эффективности и стоимостного преимущества, связанного с производством тепловой энергии.[71] Только в некоторых случаях наблюдалась конкуренция между предприятиями ТЭЦ, поставляющими тепло в ту же самую объединенную сеть. Это может случиться, когда прежде раздельные сети, каждая со своим специализированным источником тепла, объединятся после серии инвестиций на модернизацию (например, в Гданьске и Кракове, Польша).

Некоторые муниципальные предприятия ЦТ смогли усилить свою позицию на переговорах с поставщиками тепловой энергии, таким образом снизили свои затраты на тепло путем инвестирования в свое собственное производство тепловой энергии или благодаря заявлениям о намерении произвести инвестиции такого рода. Примером являются некоторые города бывшей ГДР, например, Лейпциг. Здесь муниципальное коммунальное хозяйство инвестировало в новые газовые мощности ТЭЦ. Подобный процесс потенциальной конкуренции при выработке тепловой энергии можно наблюдать в России, где муниципалитеты хотят инвестировать в свои собственные мощности ОК с целью снижения затрат на выработку тепла (см. Раздел 5.2.6.2).

5.2.3.3 *Отчуждение*

Компании ЦТ в ЦВЕ/БСС отличаются высоким техническим профессионализмом персонала и его большей численностью по сравнению с компаниями ЦТ в Западной Европе, которые обслуживают рынки тепловой энергии схожего размера. Так, в то время как компании ЦТ в Западной Европе продают около 40-70 ТДж (10 тыс. - 17 тыс. Гкал) тепла на работника в год, годовой объем реализации на работника на предприятиях ЦТ в ЦВЕ/БСС ближе к цифре 10-20 ТДж. Некоторые различия в численности работников выражаются в виде избыточных трудовых ресурсов; часть этого отражает использование устаревших технологий, которые требуют большого

[71] См. Разд. 5.2.6.3 относительно политики распределения выгод комбинированного производства между тепловой энергией и электроэнергией.

объема работ по эксплуатации, например, ручного забрасывания угля. Часть этого отражает более низкую стоимость рабочей силы (оправдывая более низкий уровень использования систем автоматического контроля), часть объясняется меньшим объемом тех или иных работ, предоставляемых предприятиями коммунального хозяйства для выполнения посторонними организациями в ЦВЕ/БСС. Из-за низкого уровня заработной платы, чрезмерная численность работников имеет совершенно незначительное воздействие в краткосрочной перспективе на цены на тепло. Внимание руководства, поэтому направлено на улучшение технических характеристик системы, где могут быть получены огромные преимущества в течение короткого времени. В этой ситуации определение четкой политики для предоставления работ на сторону становится задачей контрольного совета предприятия ЦТ. В то время как предприятие ЦТ должно обеспечить предоставление товаров и оказание услуг, используемых в процессе производства, нет причины для того, чтобы именно оно производило эти услуги, если оно не производит их дешевле, чем внешние поставщики. Способность компании ЦТ произвести какой-либо продукт или оказать какую-то услугу дешевле, чем внешние поставщики, может быть установлена только после перехода к калькуляции расходов по видам деятельности и открытия услуг в производственной цепочке для конкуренции.

Предоставление работ на сторону дает возможность привлечения конкуренция в сектор ЦТ. Потенциально, представление работ на сторону снизит стоимость производства и сделает более динамичным сектор теплоснабжения, который нуждается в некоторых болезненных корректировках перед лицом жесткой конкуренции со стороны газа. Для реализации этого потенциала нужно выполнить два условия: (1) ответственные руководители среднего звена компании должны быть обучены ведению работ по договорам и организации конкурсных тендеров по видам деятельности и (2) на услугу должны иметься конкурирующие поставщики. Например, если передача техобслуживания создаст местного монопольного поставщика, лучше иметь свой сильный контингент работников техобслуживания для того, чтобы выдержать конкуренцию при выполнении работ, связанных с отчужденным видом деятельности. О подробностях см. в Раздел 6.3.2.

5.2.3.4 Приватизация и эксплуатация систем ЦТ

Методом для внедрения конкуренции в более широких масштабах является приватизация основных видов деятельности ЦТ, т.е. производства тепла на ТЭЦ и ОК; передачи и распределения тепла; обслуживающей функция, включая реализацию и маркетинг. Приватизация не усилит конкуренцию после приватизации эти видов деятельности. Она сделает это в процессе самой приватизации при получении предложений со стороны потенциальных инвесторов. Компания-победитель представит наилучший бизнес-план по той или иной деятельности, наименьшую стоимость финансирования в совокупности с самым большим инвестиционным планом или наименьшим тарифом для выпускаемой продукции.

Контрольный совет совместно с руководством компании разрабатывает план для приватизации, который должен быть формально утвержден муниципальным советом. Для этого существуют различные схемы:

- Самой легкой формой приватизации является установление интереса со стороны стратегических инвесторов для закупки всего или некоторой части акционерного капитала приватизированной компании. Окончательные переговоры могут произойти непосредственно с наиболее интересными инвесторами или с победителем международного тендера.[72]
- В некоторых странах ЦВЕ/БСС законы по приватизации содержат понятия о «стратегических или важных с государственной точки зрения отраслях». Для таких отраслей требуется государство должно владеть большей частью собственности; например, электроэнергетические компании и компании ЦТ в Литве или сети газораспределения и ЦТ на Украине. В странах, в которых закон мешает приватизации активов инфраструктуры и где муниципалитет столкнется с сильной политической позицией в отношении продажи активов, находящихся в собственности муниципалитета, может быть приватизирована эксплуатация системы ЦТ. Концессия на эксплуатацию и техобслуживание системы ЦТ или ее частей присуждается частному оператору на основе либо международного тендера или сообщения из-за рубежа о выражении интереса, приводящего в результате переговоров к соглашениям. Инфраструктура ЦТ продолжает оставаться в собственности муниципалитета. Компания, управляющая коммунальными услугами, которая выигрывает торги, обеспечила бы частное финансирование для инвестиций в модернизацию, эксплуатировала бы систему и передала бы ее муниципальному владельцу после определенного договором срока (примерно в 10 или более лет).

Приватизация может стать привлекательным вариантом, если финансирование представляет основную трудность, помимо всего прочего, из-за ограничений, установленных министерством финансов для годового или общего уровня суверенных гарантий, выданных международным кредитным институтам, таким как Всемирный Банк и ЕБРР. Она позволяет создать гибкий пакет финансирования. ЕБРР или Всемирный Банк могли бы финансировать первичную модернизацию общественной инфраструктуры, предоставив заем муниципалитету. Этот заем будет поддержан суверенной гарантией. Компания, управляющая коммунальным хозяйством, финансировала бы последующие инвестиции. Некоторую часть частных финансов могли бы предоставить МФК или ЕБРР в форме займа компании, управляющей коммунальным хозяйством, или в форме равного участия МФК/ЕБРР.[73]

В нескольких случаях в ЦВЕ/БСС руководство компании ЦТ заключало договор на аренду системы ЦТ или управление ее эксплуатацией. Если аренда не получена на базе конкурсных торгов, такая договоренность это вряд ли приведет к хорошим результатам. Договор на аренду и управление целесообразен, когда имеется желание получить доступ к частным финансам и/или привлечь новое руководство для реструктуризации неработающего должным образом коммунального предприятия на долгосрочной основе. Передача аренды существующей руководящей группе достигает

[72] Международный опыт с участием частного капитала в инфраструктуре показывает схожесть полученных условий.

[73] Как правило правительства не выдают суверенных гарантий по займам частным компаниям.

цели, которая заключается в разделении эксплуатации от политики, но не привносит новый управленческий опыт или частный капитал.

Вариант с арендой создает некоторые проблемы практического характера. Инвестиционное планирование усложняется. Интересы эксплуатационной компании и владельца могут отличаться, если арендный договор указывает, что профилактический ремонт является обязанностью эксплуатационной компании, владельца оставляется право решать вопросы крупномасштабной реконструкции и расширения арендованной инфраструктуры. Оператор будет стремиться к получению инвестиций на реконструкцию для снижения затрат на эксплуатацию и техобслуживание, в то время как владелец предпочел бы отложить такие инвестиции пока покрытие затрат происходит за счет прибылей оператора, а не за счет увеличения тарифов для потребителей. Практический вопрос возникает в отношении того, когда ремонт считается реконструкцией, а не профилактическим ремонтом. Хотя эти вопросы могут быть решены в результате тщательной подготовки договора и гибкости в переговорах, они вносят новые сложные моменты (или трансакционные издержки).

5.2.4 Содействие конкуренции между видами топлива: роль планирования теплоснабжения

Распределение ЦТ (или природного газа) является естественной монополией в том смысле, что расширение сети снизит средние затраты снабжения. Однако потенциальные конкуренты не зависят от доступа к сети. Обычно имеется альтернативная система отопления, основанная на газе, легком дистиллятном топливе и электроэнергии, которые могут конкурировать с ЦТ без использования ее сети. Эффект масштаба особенно для ЦТ при распределении тепла настолько велик (см. Гл. 4), что одна теплосеть может обслуживать весь рынок с меньшими затратами на единицу, чем несколько более мелких сетей. Вдобавок, ресурсы будут израсходованы впустую, если бы сети ЦТ и газораспределительные сети строились в одних тех же районах города, что привело бы к тому, что в конечном итоге ни одна из них не стала бы рентабельной. Поэтому, государственные органы в Восточной и Западной Европе и предприятия коммунального хозяйства обычно старались избегать такой разрушительной конкуренции, отдавая предпочтение либо ЦТ или газу, используя определенные методы планирования. Более того, в большинстве стран Восточной Европы угроза конкуренции со стороны индивидуальных систем отопления, работающих на легком дистиллятном топливе, используется для того, чтобы предотвратить компании ЦТ или газовые компании от ненужной эксплуатации своей монопольной позиции в отношении теплоснабжения.

5.2.4.1 Конкурирующие подходы к планированию

В Западной Европе можно найти две противоположные модели планированию теплоснабжения в условиях рыночной экономики:

- Крупные инвестиции в распределение природного газа и ЦТ основаны на (генеральных) планах теплоснабжения для муниципалитета, за подготовку которых отвечают муниципальные власти. По этим планам устанавливаются

конкретные жилые районы для конкретных источников тепла на основе анализа с наименьшими затратами.

- Планирование инфраструктуры природного газа и ЦТ производится коммунальными предприятиями газоснабжения и ЦТ независимо друг от друга, и служит основой для принятия их собственных коммерческих решений. Если обнаруживается, что топливо является конкурентоспособным, компания начинает маркетинговую компанию и после того, как на первоначальную стадию подписалось достаточное количество потребителей, определяется инфраструктура распределения.

Муниципалитеты в ЦВЕ/БСС могут быть вовлечены в планирование теплоснабжения в результате децентрализации собственности и принятие ответственности за централизованное теплоснабжение. Прежде планированием теплоснабжения занимались органы на общегосударственном уровне и национальные энергетические компании. Городское планирование и планирование теплоснабжения шло рука об руку, приведя к преобладанию ЦТ в густонаселенных районах. В настоящее время местные энергетические компании становятся между собой конкурентами и, иногда, муниципалитеты вынуждены вмешиваться в конфликты интересов. Это приводит к тому, что муниципалитет должен решать вопрос о способности рыночных сил, если оставить их одних, добиться рациональной реализации требуемых структурных изменений, причем при наименьших экономических и социальных издержках, или для этого при планировании требуется активная поддержка со стороны муниципалитета.

Некоторые местные политики выступают за свободную конкуренцию (обычно при поддержке газоснабжающих компаний), другие (обычно, опираясь на поддержку компаний ЦТ) за "плановый вариант". Дебаты затрагивают два основных вопроса:

- Ввиду ограниченных финансовых ресурсов для инфраструктурных инвестиций в ЦВЕ/БСС, муниципалитеты хотят содействовать конструктивной конкуренции, но избежать разрушительной конкуренции.
- Способность рынка обеспечить темпы, необходимые для процесса преобразования.

В «модели планирования теплоснабжения » конкуренция между видами топлива происходит во время процесса планирования при экономическом анализе вариантов; в «рыночной модели» через маркетинг вариантов для потребителей.[74] Страны Западной Европы, которые желали достичь существенной и политически определенной

[74] В принципе, обе модальности должны привести к выбору одинакового варианта: если вариант по экономическому анализу оказывается дешевле, он также должен быть более дешевым вариантом и с коммерческой точки зрения (если не имеется большой разницы во внешних факторах между двумя вариантами). На практике модель с планированием теплоснабжения облегчает реализацию систем ЦТ. Из-за высоких предварительных инвестиций в ЦТ по сравнению с природным газом, коммерческая чувствительность систем ЦТ в коммерческом плане зависит от высокого начального коэффициента подключения на участке обслуживания больше, чем система газоснабжения. Отвод территории для ЦТ вероятно ускорит подключение потенциальных потребителей.

реструктуризации теплоснабжения в течение короткого периода выбрали модель плана теплоснабжения вместе с адресным налогообложением видов топлива. [75]

5.2.4.2 *Рыночные искажения и конкуренция между видами топлива*

Конструктивная конкуренция происходит при идеальных рыночных условиях на местном рынке топлива и при хорошо функционирующих финансовых рынках на месте. Силы конкуренции дадут бытовым потребителям систему с наименьшими затратами на теплоснабжение.[76] Благодаря конкуренции между видами топлива на рынке тепловой энергии, выявляются те участки, где существующая система неконкурентоспособна в отношении цены. Здесь произойдет инвестирование в рационализацию неконкурентоспособных систем теплоснабжения. Вариант с наименьшими затратами постепенно проникнет на рынок и заменит неконкурентоспособные варианты.

Разрушительная конкуренция имеет место, когда движение цен, наблюдаемое в течение короткого периода времени, посылает потребителям неправильные сигналы о долгосрочных тенденциях. В процессе преобразования в ЦВЕ/БСС можно наблюдать ряд рыночных искажений:

- Низкая платежеспособность большинства населения обусловила выплату субсидий на тепло значительной части семей (см. Раздел 5.2.5.3). Хотя это является социальной необходимостью, но приводит к тому, что значительная доля потребителей становится безразличной к стоимости снабжения топливом.
- Местные рынки капитала находятся на стадии становления, а стоимость займов, выдаваемых местными банками, очень высока. Отсутствие доступа к источникам с низкой стоимостью для долгосрочного финансирования, мешает компании ЦТ осуществлять инвестиции, которые необходимы для того, чтобы стать конкурентоспособной в борьбе с децентрализованными котловыми системами. В результате потребители сталкиваются с высокой стоимостью и отсутствием гибкости у устаревшей системы ЦТ по сравнению с современной централизованной котловой системой, отличающейся более низкими затратами и большей гибкостью.

---

[75] Планирование теплоснабжения было введено в Дании в конце 70-х годов, вызванное обеспокоенностью относительно безопасности поставок в энергетическом хозяйстве, где доминировали нефтепродукты, и из-за желания использовать внутренние, разрабатываемые в то время, ресурсы коммунального газа. Желание одновременно расширить долю теплового рынка ЦТ от 30 % до 50 %, и природного газа от 0 до 20 % обусловило потребность в детальном планировании. Швеция в некоторой степени использовала планирование теплоснабжения с конца 80-х годов. В 90-е годы планирование теплоснабжения было расширено из-за желания одновременно снизить электрическое отопление (из-за планомерного сворачивания использования ядерной энергии) и выбросы CO_2 .

[76] Потребители могут выбрать, хотят ли они продолжать получать тепло от ЦТ или предпочитают переключиться на внутридомовые котлы или на индивидуальные квартирные котлы. Потребитель выбирает варианты, сравнивая стоимость и комфортабельность теплоснабжения.

- Экономическое преимущество ЦТ в большинстве стран ЦВЕ/БСС подрывается отрицательным воздействием избыточных мощностей, производящих электроэнергию. В ближайшей и средней перспективе не будет спроса на электричество, который вырабатывается мощностями новых ТЭЦ, а существующая ТЭЦ получает низкую оплату за выработанную электроэнергию. При сбалансированном рынке, где электроэнергия от ТЭЦ дает относительно высокие доходы, комбинированное производство существенно снижает стоимость централизованного теплоснабжения. (См. Раздел 4.1.2 и 5.2.6).

Другие имеющиеся институциональные барьеры, которые препятствуют плавному осуществлению изменений:

- На стороне потребления двойственная проблема коллективного принятия решений и низкие доходы семей ставят барьер для проведения изменений в статус-кво жилого сектора. Решение по отключению от системы ЦТ и о переходе на альтернативную систему теплоснабжения обычно принимается не отдельным домовладельцем, а ассоциацией домовладельцев/кондоминиумом путем голосования большинством. Переход на внутриквартирные системы отопления требует инвестиций в новые приборы, которые многие владельцы квартир не в состоянии приобрести. Голосование большинством в таких обстоятельствах может оказаться трудным делом.[77] Отсутствие обеспечения для займов и проблемы надлежащего подхода вновь созданных ассоциаций домовладельцев к вопросам, затрагивающим финансирование общих для всех расходов ставит потребителей в жилом секторе, подключенных к системе ЦТ, в невыгодное положение по сравнению с коммерческими потребителями. В условиях свободного рынка коммерческие здания могли бы принять решение в пользу отключения, в то время как предприятие ЦТ должно было бы продолжать обслуживать жилые здания, подключенные к тому же самому трубопроводу, хотя потеря тепловой нагрузки повышает стоимость теплоснабжения для оставшихся потребителей.
- Со стороны подвода основным препятствием к свободному рыночному подходу является «коллективный» характер ЦТ, который мешает постепенному переходу к децентрализованным котловым системам. Конкурентное преимущество ЦТ зависит от высокого коэффициента подсоединения участков, обслуживаемых системой ЦТ, к тепловой нагрузке. "Снятие сливок" конкурентами подрывает общее ценовое преимущество системы ЦТ. Благодаря высоким постоянным затратам, потеря потребителей повышает затраты на обслуживание других потребителей, подключенных к той же самой сети. Полученное я в результате повышение тарифов ЦТ снижает ценовую конкурентоспособность ЦТ в других районах, которые она обслуживает. Так, если децентрализованный вариант может покрыть спрос на тепло со стороны потребителей в отдельном районе за

[77] Даже менее спорные и дорогостоящие решения, такие как инвестиции в реконструкцию здания, направленную на повышение энергосбережения, обычно отличаются длительностью процесса. Это случилось, например, во время ранних этапов реализации проекта Всемирного Банка по жилью и повышению энергетического КПД в Литве.

меньшую стоимость, чем ЦТ, лучше отключить весь участок системы ЦТ в данном районе, чем продолжать работать, обслуживая разбросанных потребителей. Все потребители, подключенные к неэкономической части системы, должны быть отключены в течение короткого времени, за один - два отопительных сезона.

- Наконец, должны быть пересмотрены устаревшие нормы, которые мешают развитию более экономичного теплоснабжения. Это также касается положений и норм, которые мешают конкуренции за потребителей тепла, а также норм, которые делают тепло более дорогим, чем это должно быть. К первым относятся нормативные акты и множество решений, которые мешают потребителям сделать выбор между различными вариантами теплоснабжения. Пример, газовые котлы, установленные на крыше, что характерно для Западной Европы, все еще не разрешены во многих странах ЦВЕ/БСС и в зданиях выше 12 этажей нельзя применять газоснабжение из-за устаревших норм техники безопасности. Примерами последних являются нормативные акты, которые устанавливают такое распределение стоимости ТЭЦ, в результате которого стоимость тепла от ТЭЦ равна или даже немного выше стоимости тепла от ОК. Новые нормы, касающиеся зданий, часто слишком строги и не позволяют произвести экономичные инвестиции на стороне нагрузки. Новые окна в Литве, например, должны обладать более высокими энергосберегающими характеристиками, чем в Дании.

5.2.4.3 Роль и организация теплового планирования

Вышеописанное показывает, что свободному рынку мешают несколько барьеров в деле реализации структурных изменений в теплоснабжении без ненужных затрат. В такой ситуации тепловое планирование является инструментом для повышения эффективности распределения благодаря созданию исходной структуры для принятия инвестиционных решений. Предприятие ЦТ должно знать, какие участки не являются экономически жизнеспособными, чтобы избежать долгосрочных инвестиций в этих участках. Газораспределительная компания должна знать, на каких городских участках ей следует модернизировать сеть газоснабжения для удовлетворения спроса со стороны газовых внутридомовых котлов.

План по тепловой энергии ускорит принятие решений энергоснабжающими предприятиями и потребителями. Поэтому, хотя государственное планирование экономической деятельности вышло из практики в ЦВЕ/БСС, признается потребность в подготовке интегрированных генеральных планов по теплу. Генеральные планы по теплу были подготовлены в ряде городов. Некоторые финансировались двусторонними международными финансовыми институтами, взяв их за основу для их кредитования; другие являются результатом местных инициатив. Обычно муниципальная администрация отвечает за подготовку планов по тепловой энергии, а сама работа по планированию может быть выполнена коммунальными предприятиями совместно с привлеченными консультантами. В рамке 5-1 описан процесс теплового планирования на примере г. Вроцлава.

Рамка 5-1 Планирование теплоснабжения во Вроцлаве

Польский закон об энергетике требует, чтобы муниципалитеты разрабатывали генеральные планы по тепловой энергии на основе государственной энергетической политики. До того, как он вступил в действие в 1997 году, наиболее перспективный подход к тепловому планированию применялся во Вроцлаве. Он заключался в сотрудничестве между энергетическими компаниями и потребителями энергии. Компании, действовавшие в местном энергетическом секторе (муниципальная компания ЦТ, компания ТЭЦ, газораспределительная компания и электроэнергетическая распределительная компания), работали вместе в так называемом «Вроцлавском обществе по экономии энергии» для координации своих программ развития при участии ученого из местного технического университета, муниципалитета и председателя одного из трех жилищных кооперативов города. Целью сотрудничества была подготовка энергетической карты Вроцлава, которая давала ответы на вопросы, такие как, какой энергоноситель является наиболее экономичным для энергообеспечения в тех или иных районах города. Эти данные должны были быть использованы для развития энергетического сектора во Вроцлаве, но не являлись обязательными. Такой подход предусматривает строгий контроль качества и использование предварительно согласованных общих предположений и методологии. Различные интересы участников в некоторой степени удовлетворяются на стадии ТЭО, которая уменьшает необходимость для политических вмешательств со стороны муниципалитета на более позднем этапе.

5.2.5 Внедрение приборов учета, тарифов на основе затрат и адресных схем субсидирования

Потребители тепла, горячей воды в жилом секторе в ЦВЕ/БСС традиционно не пользовались приборами учета. Для ЦТ размер оплаты за горячую воду основывался на размере (кв. м) жилища, а за газ для приготовления пищи оплата зависела от количества членов семьи. Оплата за подключение нового потребителя не взималась. Существовало перекрестное субсидирование, что вело к очень высоким размерам выплат для промышленных и коммерческих потребителей, и очень низким уровням оплаты для потребителей в жилом секторе и бюджетных потребителей. Вдобавок, тарифы были едины по всей стране, не отражая местных особенностей, касающихся затрат на выработку и распределение тепла, а также передачу газа в различные уголки страны.

В настоящее время в ЦВЕ/БСС сходятся во мнении о следующих ключевых принципах тарифной политики в отношении энергии:

- Тарифы для каждой группы потребления должны отражать полную стоимость подачи;
- Следует избегать перекрестного субсидирования между основными категориями потребителей;
- Начисление оплаты должно базироваться на замеренном потреблении.

Для того, чтобы тарифы, основанные на возмещении затрат были доступны в переходный период, который переживает экономика, следует оказывать поддержку семьям с низкими доходами. Более того, нужно установить механизмы для снижения

задолженности, которая накапливалась последние несколько лет, угрожая финансовой жизнеспособности энергетических компаний.

5.2.5.1 *Приборы учета*

Темпы установки внутридомовых приборов учета тепловой энергии, горячей воды и газа неодинаковы в разных странах. Во многих городах Чешской Республики, Венгрии и Польши коэффициент установки близок к 100%. В странах Балтии также был достигнут существенный прогресс. В 1996 г. 50% городских семей Литвы проживали в зданиях с внутридомовыми приборами учета тепла. В России и на Украине, однако, приборы учета тепла имеются в менее чем 1% жилых зданий; ситуация с приборами учета газа отличается не намного.

На продвижение работ по установке приборов учета влияет несколько факторов:

- Общенациональное требование по установке приборов учета тепла в каждом здании. Например, такое предложение было принято в Литве. В России приборы требуется устанавливать в новых зданиях или в тех зданиях, где производится капитальный ремонт.
- Отношение распределительной компании. Обычно она против установки приборов учета, потому что вместе с начислением оплаты на основе потребления, это дает стимулы для потребителей для инвестирования в энергосберегающие меры, которые снижают объем реализации.
- Качество воды в системах ЦТ. Плохое качество воды может сократить срок службы приборов учета до менее чем шести месяцев. Это особенно заметной в 4-х трубных системах, где используется неподготовленная вода.[78]

Инвестиции в приборы учета тепла на теплопунктах и на точках доставки в многоэтажные здания теперь являются стандартным компонентом программ реконструкции систем ЦТ. Учет природного газа, используемого для приготовления пищи, внедрен во избежание «свободного» перехода от тепла, идущего от ЦТ, к теплу, производимому газовыми плитами.

Там, где существует учет тепла на уровне здания, а не в квартирах, затраты на отопление продолжают распределяться равномерно по всем жильцам. Хотя можно наблюдать некоторую экономию энергии, существующий потенциал энергосбережения может быть реализован шире путем внедрения индивидуального учета тепла и горячей воды на уровне жилищ. Вместе с индивидуальным регулированием потребления тепла с помощью ручных или клапанов термостата радиатора (КТР) это позволит начислять оплату семьям в соответствии с их индивидуальным потреблением. К сожалению, индивидуальный учет сравнительно дорог и сложен в зданиях, подключенных к системам центрального отопления, в общем, и в ЦВЕ/БСС в частности (см. Приложение Е).

[78] В проекте Всемирного Банка по отчуждению жилищного фонда предприятий в шести российских городах, это создало проблему на первой стадии проекта.

Более справедливое распределение затрат является вторым наилучшим решением и может быть достигнуто с помощью сравнительно дешевых испарительных устройств, так называемых распределителей затрат на тепловую энергию (РЗТЭ). В Польше, например, несколько компаний в настоящее время устанавливают КТР и предоставляют услуги по начислению оплаты жилищным кооперативам и ассоциациям домовладельцев. Из 5,5 млн. квартир в Польше, 1,1 млн. в настоящее время оснащены РЗТЭ. В Западной Европе сочетание КТР и РЗТЭ обычно дает экономию в 15-20%. Стоимость этих устройств и услуг представлена в Табл. 5-2.

Таблица 5-2 Тепловые затраты на учет тепла и индивидуальные приборы учета в квартирах

	Стоимость одного прибора *(долл. США)*	*Кол-во приборов, требуемых* на квартиру	Стоимость на квартиру *(долл. США)*
Всего инвестиционных затрат на квартиру			**145**
Приборы учета тепла, внутридомовые	285	н/д	8[a]
РЗТЭ	4,20	4	17
КТР	30	4	120
Затраты на начисление и обслуживание на квартиру в год	1,50/РЗТЭ 8,50/квартира	н/д	**15**

Н/д: нет данных.

а. Из расчета 35 квартир на здание.

Источник: Информация поставщика по Польше.

5.2.5.2 *Тарифная политика*

Внедрение учета и начисление оплаты в соответствии с потреблением поднимает вопрос о соответствующей структуре ставок, особенно распределении годовых затрат между постоянными и переменными, и о части тарифа, который относится к энергопотреблению. В большинстве случаев двухставочный тариф применяется там, где фиксированная годовая ставка должна покрывать стоимость администрирования и инвестиций, и другие основные фонды. Тариф обычно зависит от размера жилища (долл. США /м^2) и от максимальной договорной мощности (долл. США /м^3 /ч/год) [79] Переменная ставка, которая покрывает переменные затраты на теплоснабжение, рассчитывается на потребленную единицу тепла (долл. США/Гкал) или на куб. м циркулирующей воды (долл. США /м^3).[80]

Структура тарифа иногда предполагает компромисс. В западноевропейских компаниях ЦТ доля фиксированных затрат обычно составляет 40-50% всех затрат; в ЦВЕ/БСС эта

[79] Шкала этой ставки обычно такова, что крупные потребители платят пропорционально меньше за кв. м, чем более мелкие потребители.

[80] Эта ставка обычно одинакова для всех потребителей.

цифра ближе к 20%.[81] Из-за того, что в финансовых интересах компании ЦТ желательно не допускать колебаний в чистых доходах от одного отопительного сезона к другому из-за погодных условий, она предпочла бы высокую фиксированную оплату.[82] Содействие энергосбережению на уровне конечного потребителя требует высокого процента затрат, перенесенных на оплату за энергию. Соответствующим компромиссом является покрытие 60-70% годовых затрат через оплату за энергию. В некоторых случаях предприятия ЦТ в Польше пользуются одноставочными переменными тарифами для предоставления стимулов потребителям для инвестиций в оборудование, повышающее энергосбережение. В результате потребление тепла упало настолько, что создало финансовые проблемы для компании.

Внедрение неустановившегося течения позволяет потребителям смещать нагрузку в течение дня, например, перенастраивая регуляторы на пониженную температуру помещения в ночной период. Дневные колебания нагрузки могут возрастать до 20%, что вызывает дополнительные затраты в системе ЦТ. Использование соответствующих тарифных инструментов может снизить такие колебания в нагрузке.[83]

Должна ли оплата за подключение к ЦТ или сети газоснабжения покрывать часть или всю стоимость подключения зависит от рыночной ситуации. Низкая оплата за подключение способствует проникновению на рынок; высокая плата - облегчает финансирование инвестиций ЦТ или газоснабжения и снижает общие затраты на финансирование компании ЦТ. В нынешних условиях в ЦВЕ/БСС создается впечатление, что распределительные компании предпочитают принять низкую оплату за подключение, если они смогут расширить свою потребительскую базу. В случае с ЦТ потенциально новыми потребителями обычно являются те, кто в настоящее время обслуживается изолированными сетями ЦТ. В отношении газа, борьба ведется за потребителей с высокой нагрузкой, таких как больницы.

Если предприятия ЦТ или газового снабжения будут финансировать меры на стороне нагрузки для потребителей, это обусловило бы введение нового компонента в структуру затрат на теплоснабжение и газоснабжение. Для его включения требуется изменить официальные формулы по расчету структуры ставок и тарифов.

---

81 Экономическое преимущество ЦТ основано на низких затратах на топливо, а постоянные затраты подвода выше, чем у газораспределительной системы. Чем эффективнее система ЦТ в отношении энергосбережения (чем выше доля производства ТЭЦ) и чем больше составляет доля от выгод комбинированного производства, отдаваемая ЦТ, тем выше постоянные издержки производства тепла.

82 Финансовая нестабильность в результате погодных колебаний может быть решена путем квартальных пересмотров тарифов на тепло: более низкие, чем ожидались, объемы реализации ведут к увеличению тарифа, а более высокие, чем ожидались, ведут к его уменьшению.

83 Коммунальное предприятие в Копенгагене имело проблемы с температурой обратного теплоносителя, которая была слишком высокой (в среднем около 65°C). Компания успешно снижала температуру обратного теплоносителя, возвращая до 10% оплаты, если эта температура после потребителя была ниже средней, и, требуя надбавки к оплате до 10%, если температура была выше средней. Температура обратного теплоносителя упала на 10 – 15°; вдобавок, снизились колебания в дневной нагрузке.

5.2.5.3 *Доступность отопления и субсидий*

В течение первой половины 90-х годов в ЦВЕ/БСС затраты на тепло и газ резко возросли. Хотя прогресс в реализации ценообразования, покрывающий полностью затраты по выработке энергии, был впечатляющим, во многих странах процесс еще не завершился (см. Табл. 5-3). Разница между затратами и тарифами для потребителей в жилом секторе и государственных потребителей покрывался государственными муниципальными субсидиями, выплачиваемыми ЦТ и компанией газоснабжения, и путем перекрестных субсидий от промышленных тарифов. Во многих странах эта процедура стала необходимой из-за того, что законодательство по энергии не позволяло выплату субсидий по энергии индивидуальным потребителям. Вдобавок к тарифам, которые были ниже уровня, покрывающего затраты, многие потребители жилого сектора получали льготы, особенно в бывшем Советском Союзе.

Наибольший прогресс, вероятно, был достигнут в Польше. Здесь использовались два вида тарифа на тепловую энергию: стандартные цены, установленные министерством финансов для отопления помещений и горячей воды, и потребительские цены, согласованные между поставщиком и потребителем. Стандартные цены определяли максимальную цену, которую поставщики тепла могли установить для жильцов квартир. Если производственные расходы, и поэтому потребительские цены, превышали стандартные цены, разницу жилищным кооперативам покрывал государственный бюджет, а администрации жилого фонда государственных зданий - муниципальный бюджет. В 1991 г. средняя субсидия доходила до 70% стоимости подвода, рассчитанной предприятиями ЦТ; к 1996 г. средняя субсидия была снижена до 20%. Стандартная цена увеличилась с 0,17 долл. США/Гкал в 1989 г. до 41,31 долл. США/Гкал (35 долл. США за МВт.ч) в 1996 г. В большинстве городов тарифы ЦТ в настоящее время покрывают 100% затрат. Начиная с 1 января 1998 г., новый национальный закон об энергетике отменил концепцию «официальных» или стандартных цен. В принципе цены теперь можно устанавливать по договоренности между поставщиком тепла и потребителем. Изменения в тарифе должны утверждаться регулирующим органом по энергетике (РОЭ), но вначале предприятия ЦТ должны получить лицензию от этого органа для теплоснабжения своей зоны обслуживания. Начался процесс лицензирования, но ожидается, что он будет протекать относительно медленно. Для тех компаний ЦТ, которые еще не получили лицензий, тарифы на тепло будут основаны на «договорных» или «максимальных» повышениях цен, установленных министерством финансов.

Таблица 5-3 Покрытие затрат на энергию в жилом секторе (в %)

Источник энергии / *Страна*	*ЦТ*	*Природный газ*	Электроэнергия
Польша	75 (1995) ~100 (1998)	60-70 (1994)	50-60 (1994)
Литва	60 (1995)		
Украина	80 (1998)		4-10 (1994)
Россия	40 (1998)	10-20 (1995)	10-15 (1994)
Болгария	54 (1998)		10-15 (1994)
Румыния	60 (1996)[a]		

a. На основе фактической финансовой стоимости в Тимишоаре, которая оценивается лишь как 20% от истинной экономической стоимости ЦТ.
Источник: Сотрудники Всемирного Банка.

С середины 90-х годов появилась тенденция перехода на индивидуальную выплату субсидий и ликвидацию перекрестного субсидирования от промышленных тарифов. Почти все страны в ЦВЕ/БСС приняли социальное законодательство для обеспечения поддержки доходов граждан с низкими доходами с целью помочь им в оплате их счетов за электроэнергию. Во многих республиках бывшего Советского Союза внедрена программа по выплате пособий на жилье, где государство покрывает часть затрат на коммунальные услуги, которые составляют примерно 15-20% от дохода семьи. [84] Во многих странах не вся сумма оплаты за коммунальные услуги субсидируется таким способом, а только та часть, которая относится к отапливаемой площади ниже социальной нормы, составляющей примерно 15 кв. м на члена семьи.

Переход от субсидированных тарифов к социальным выплатам привел к существенной экономии для государственного бюджета, потому что субсидии больше не охватывают 100% населения независимо от дохода, а лишь только подгруппу. В начале 90-х годов субсидии обычно покрывали 70-90% фактических затрат и представляли 1/3 годового бюджета муниципалитета. Теперь платежи по субсидиям ниже 30% стоимости снабжения в странах ЦВЕ.

Однако эффективность и результативность этих программ по выплате пособий на жилье должны быть повышены. Программа обычно страдает оттого, что не полностью охватывает нужный контингент, и даже в большей степени от того, что ими пользуются те категории семей, которые по закону не имеют на это права. Адресная защита бедных семей нуждается в совершенствовании путем использования корреляций бедности. Муниципалитеты, которые обычно занимаются осуществлением программы, должны быть усилены с точки зрения своих административных возможностей и должны быть

[84] Примером эффективной системы администрирования субсидий может стать г. Оренбург в России. В соответствии с федеральным законодательством, семьи должны платить не более 20 % своего дохода за коммунальные услуги. Семьи с низкими доходами подают заявление на получение субсидий муниципальным властям. На основе информации, полученной о доходах и количестве членов семьи, «Центр жилищных субсидий» рассчитывает обоснованный уровень субсидий. Муниципалитет выплачивает ежемесячные субсидии напрямую на счета ЦТ и предприятий газового хозяйства от имени потребителя.

обязаны передавать коммунальным предприятиям субсидированную долю оплаты, начисленной семьям с низкими доходами.[85]

Рамка 5-2 Доступность отопления: результаты обследования домохозяйств

В рамках проекта Всемирного Банка по ЦТ г. Киева было проведено обследование домохозяйств в 1997 г. В среднем население, подключенное к ЦТ, тратило 6% своих расходов на ЦТ, 4% на горячую воду, всего 10% (с вычетом скидок и субсидий). При этом эта цифра колебалась в диапазоне от чуть выше 15% у самых бедных домохозяйств до 5% у самых богатых. В Киеве средний тариф за тепло на момент проведения обследования составлял 22 долл./Гкал (что покрыло бы затраты) и возмещение производственных издержек со стороны потребителей в жилищном секторе в настоящее время составляет 80%.[86]

Несколько обследований были произведены в России в 1995 г. в рамках проекта Всемирного Банка по отделению жилищного фонда предприятий. Возмещение издержек составляло примерно 30%. Согласно внутренней оценке проекта Банка[87] средние расходы на жилье (ремонт + коммунальные услуги) составляли примерно 5% от денежных доходов семьи. Если предположить, что издержки возмещаются полностью, эта цифра увеличилась бы примерно до 15%. Результаты обследования в г. Владимире и Волхове указывают, что в среднем доля расходов на жилье составляет 10% от доходов семьи и 20-25% у беднейших семей.

Широкомасштабное обследование семей по энергетике в литовских городах Вильнюсе и Каунасе в начале 1995 г., предпринятые как часть проекта ESMAP [88] дало следующие результаты: в среднем домохозяйства тратили 11% на энергию (ЦТ примерно составляет 50% от этой цифры), семьи с низкими доходами до 20%. Возмещение затрат тогда составляло примерно 30%.

Потребность в субсидиях снизится с увлечением доходов, которые отставали от роста цен на энергию. Реконструкция систем ЦТ и зданий, которые приведут к существенной экономии энергии, также снизит сумму оплаты за энергию у потребителей и вследствие этого уменьшит выплаты субсидий. В Тимишоаре консультанты установили, что тарифы по возмещению полной стоимости затрат модернизированной системы ЦТ с

---

[85] Ср. "Russian Federation: Affordability of Cost Recovery in Housing and Communal Services" (Draft Report, Washington, D.C.: World Bank, March 1999). «Российская Федерация: доступность возмещения затрат на жилищно-коммунальные услуги» (Проект отчета, Вашингтон: Всемирный Банк, март 1999 г.).

[86] В начале 1998 г. распределение затрат на ТЭЦ, подающих тепло в систему ЦТ Киева, изменилось, что дало снижение тарифов с 22 долл. США/Гкал до 17 долл. США/Гкал. См. *Ukraine: Kiev District Heating Improvement Project,* Staff Appraisal Report (April 1998).."Украина: Проект совершенствования централизованного теплоснабжения в г. Киеве. Оценочный отчет сотрудников Банка" (апрель 1998 г.).

[87] *Russian Federation: Enterprise Housing Divestiture Project,* Staff Appraisal Report (Washington, D.C.: World Bank, April 1996.) "Российская Федерация: Проект по отделению жилищного фонда предприятий", Оценочной отчет сотрудников Банка (Вашингтон: Всемирный Банк, апрель 1996).

[88] Josephine Arpaillange, *The Buildings and the People: Lithuania Household Energy Survey, Building Assessment Study, and Homeowner Association Study,* Consultant Report for ESMAP (Washington, D.C.: World Bank, June 1995). Жозефин Арпаянж "Здания и люди: исследование по энергетике домохозяйств в Литве, исследование оценки зданий и исследование ассоциации домовладельцев". Отчет консультанта для ESMAP (Вашингтон: Всемирный Банк, июнь 1995 г.).

комбинированным производством были бы доступным семьям, которые расходовали бы примерно 7% от своих доходов в 2005 г., если бы доходы возрастали на 5% в год. Доступность является и останется в обозримом будущем серьезной проблемой в некоторых республиках бывшего Советского Союза, таких как Грузия, Армения, Молдова и Кыргызстан, где ВВП на душу населения колеблется в пределах 300-1000 долл. США. Вызывает сомнения возможность и целесообразность реконструкции инфраструктуры, которая была создана в соответствии со стандартами системы централизованного планирования: большинство жильцов не будут способны оплатить тарифы, возмещающие затраты, особенно за централизованное тепло, еще многие годы. Сейчас предпринимаются попытки в некоторых странах разработать стратегию тепловой энергии, которая определит технические и институциональные решения с тем, чтобы сделать инфраструктуру тепловой энергии устойчивой в финансовом, социальном и экологическом плане.

5.2.5.4 Задолженность потребителей и санкции за неплатежи

Первоначальное повышение цен на электроэнергию в начале 90-х годов привело к огромной задолженности по оплате со стороны потребителей. Вследствие этого многие энергораспределительные компании не смогли оплатить долги своим поставщикам своим поставщикам, создавая систему трехсторонних долгов. Процент неплательщиков был и остается высоким особенно среди потребителей ЦТ. За отопление в год приходится платить намного больше, чем за электричество и природный газ[89] и трудно отключить неплательщиков.

Проблема задолженности потребителей еще далека от своего решения.[90] Даже в таких странах как Польша, где экономическая ситуация значительно улучшилась, компании ЦТ все еще сталкиваются со значительными задолженностями. В то время как компании ЦТ в Западной Европе обычно имеют уровень «задолженности чистой суммы продаж, который исчисляется днями», максимум 40 дней, эта цифра все еще близка к 100 дням во многих компаниях Польши. В странах, лежащих далее на Восток, обычные уровни задолженности достигают более 300 дней. Ухудшающееся качество тепловой энергии из-за короткого отопительного сезона и низких температур подвода, очевидно, также усугубило эту ситуацию. Во многих странах БСС проблема задолженности усугубляется тем фактором, что лишь небольшой процент платежей производится наличными; остальное через бартер, векселя и т.д.

Задолженность все еще имеется во всех группах потребителей, но особенно в жилом и государственном секторе. Введение адресных субсидий привело к снижению в количестве бытовых неплательщиков. Оставшиеся неплательщики представляют собой

---

89 Обычно счет за тепло и горячую воду составляет примерно 60% от расходов семьи на коммунально-бытовые нужды.

90 В отношении политики и мер для решения проблемы неплатежей см. *Non-Payment in the Electricity Sector in Eastern Europe and the Former Soviet Union* (Washington, D.C.: World Bank Technical Paper No. 423, June 1999). «Неплатежи в секторе электроэнергетики в Восточной Европе и бывшем Советском Союзе» (Вашингтон: Технический документ Всемирного Банка № 423, июнь 1999 г.).

тяжелое финансовое бремя для предприятий ЦТ.[91] Поскольку утверждение «тарифов, полностью покрывающих расходы», основано на предположении того, что все потребители полностью вносят оплату, любые виды задолженности ведут к финансовому дефициту.

Использование санкций против неплательщиков является эффективным инструментом по снижению уровня задолженности потребителей. Например, в Тимишоаре, где газоснабжение отключается после двух месяцев неуплаты, газораспределительные компании отмечают задолженность порядка 2% от начисленных оплат. В ЦТ, однако, использование санкций сталкивается с юридическими и техническими трудностями:

- Оборудование потребителей для транспорта тепла в зданиях не позволяет проведение индивидуальных отключений. Отключение жильца также отключает других потребителей на нижних этажах, если не имеется байпаса.
- В некоторых странах законы и нормативные акты не позволяют ЦТ и газораспределительным компаниям отключать подачу бытовым неплательщикам и государственным учреждениям в социальной сфере (больницы, детские сады и т.д.).[92]
- Временное отключение промышленных и коммерческих клиентов в теории возможно, но редко осуществляется на практике.
- Взыскание оплаты обычно производится не через суды (судебная система перегружена), а через давление общественного мнения.[93]

Когда санкции не решают проблемы, предприятия ЦТ должны прибегать к другим методам. Здесь подразумеваются стимулы для своевременного внесения оплаты, постоянные напоминания и премии для персонала, если оплата произведена вовремя. Введение системы предоплаты, которая достаточно хорошо показала себя в отношении электроэнергии, также рассматривается в отношении других коммунальных услуг, таких как водоснабжение, газ и отопление (см. Рамку 5 - 3).

---

[91] Несмотря на то, что тарифы на тепло в значительной мере субсидировались, фактически жильцы в Днепропетровске в последнем квартале 1995 г. внесли лишь 10% оплаты.

[92] В Днепропетровске в 1996 г. половина потребителей (по объему) не оплачивала свои счета по газу. Половина неплательщиков составляли больницы, школы и тюрьмы.

[93] В латвийском г. Елгава муниципальное предприятие ЦТ начало публиковать в местных газетах имена известных граждан, которые не оплачивали свои счета за отопление.

Рамка 5-3 Повышение собираемости оплаты

- В Алма-Ате (Казахстан) коэффициент потребителей ЦТ в жилом секторе, вносящих оплату, увеличился с 40% до 80% благодаря отключению электроэнергии потребителям, которые не вносили оплату за теплоснабжение. Такой метод решает проблему, связанную с трудностью отключения потребителей ЦТ. Однако он предполагает общую собственность на тепловую энергию и местную компанию по распределению электроэнергии.
- В Ереване (Армения) Ереванская теплоэлектроцентраль напрямую обслуживает потребителей в некоторых частях города. В общем, она отказалась от услуг жилищно-ремонтных компаний в качестве агентов по сбору оплаты и заключила договора непосредственно с каждым конечным потребителем. В некоторых зданиях была введена пилотная система предоплаты. Здания получают тепло, если жильцы предварительно оплатили, по крайней мере, 50% счета за отопление в начале отопительного сезона. В этих зданиях собираемость достигла 70% от начисленной суммы (которая базируется на тарифах, покрывающих затраты) по сравнению со средними 10% в зданиях, которые были подключены к ЦТ в Армении в 1998/99 гг. В результате, правительство потребовало, чтобы все компании теплоснабжения ввели систему предоплаты в отопительном сезоне 1999/2000 г.

Проблема неплатежей зачастую усугубляется тем фактом, что во многих городах ЦВЕ/БСС предприятия ЦТ имеют договора не с отдельными домохозяйствами, а с жилищно-эксплуатационными организациями, которые отвечают за сбор оплаты за коммунальные услуги. Если предприятие ЦТ не получает оплаты, оно не знает винить ли за это конечного потребителя или агента по сбору оплаты. Для улучшения коммерческой эффективности и снижения задолженности компании ЦТ должны заключать прямые договора с каждым потребителем и заниматься начислением и сбором оплаты сами. Это следует сделать даже до введения учета потребления на уровне зданий.

Меры по повышению платежной дисциплины потребителей в государственном секторе предусматривают наличие специальных бюджетных статей, которые могут быть использованы только для оплаты счетов за энергию. Для того, чтобы избавиться от старых долгов правительства во многих случаях согласились также на введение системы зачета налогов (в России, например, до конца 1997 г.).

5.2.6 Экономическое регулирование сектора теплоснабжения

5.2.6.1 Передача ответственности за регулирование

Разделение государственных предприятий ЦТ на местные муниципальные предприятия требует пересмотра нормативно-правовой и базы в этом секторе. Возможны различные подходы регулирующего характера и дебаты в большинстве стран не привели к какому-либо определенному выводу.

На макроуровне предметом обсуждения является определение органа для экономического регулирования коммунальных предприятий ЦТ. Вопрос состоит в том,

кому передать ответственность за регулирование - местным муниципалитетам, региональным органам или общенациональному регулирующему органу.[94]

Аргументы в пользу муниципального регулирования не очень сильны. Аргумент в пользу передачи ответственности за регулирование ЦТ местным органам самоуправления заключается в том, что ЦТ является деятельностью, ограниченной территориально. Даже если это принято, общенациональный орган регулирования однако все еще требуется для определения общих принципов экономического регулирования, включая методологию, для утверждения тарифов. Более того, такой орган должен действовать как орган апелляции. Пока министерство финансов покрывает значительную долю субсидий для оплаты энергии потребителями с низкими доходами, будет желание ограничить местное влияние на процесс установления тарифов. Неудобность ситуации при местном регулировании состоит в том, что муниципалитет одновременно является владельцем и регулирующим органом своей собственной компании, которая подвергает предприятие ЦТ двойному экономическому регулированию на местном уровне. Контрольный совет, назначенный муниципалитетом, следит за финансовой и управленческой деятельностью компании; муниципальный регулирующий орган делал бы то же самое.

В то время как создание региональных регулирующих комиссий в огромной и неоднородной стране, какой является Россия, представляется рациональным моментом, процесс передачи опыта регулирования не будет таким эффективным в менее крупных странах. Поэтому, в общем, национальная регулирующая комиссия будет осуществлять надзор над сектором ЦТ, возможно вкупе с секторами электроэнергетики и газа.

На микроуровне ведутся дискуссии о правовой форме передачи прав и обязательств. В условиях отсутствия режима лицензирования, правовые обязательства различных сторон определяются муниципальным руководством через уставы предприятия ЦТ и договора с предприятием ЦТ и его управляющим директором. Однако в большинстве стран сейчас рассматривается вопрос введения режима лицензирования для ЦТ. В условиях местного режима регулирования, лицензию будет выдавать местный муниципалитет. Это разумно, потому что муниципалитет отвечает за улицы и общественные места, через которые проходит система ЦТ. При наличии общенационального регулирующего органа, лицензию может выдавать либо он, либо местный муниципалитет от имени общенационального регулирующего органа.[95]

---

[94] Газораспределительные и электроснабжающие организации подключены к региональным и общенациональным сетям, проходящим через территории нескольких муниципалитетов. Поэтому во всех странах их регулированием занимаются общегосударственные органы. В России власти на областном уровне также играют важную роль.

[95] Процесс лицензирования через общенациональный регулирующий орган недавно начался в Польше; см. Разд. 5.2.5.3.

5.2.6.2 *Источники теплоснабжения и утверждение тарифов регулирующим органом*

Одним из преимуществ ЦТ является его гибкость с точки зрения снабжения топливом в отношении типа и места расположения поставщиков тепла и типа топлива, которое используют поставщики. Крупная распределительная компания ЦТ может получать тепло от ТЭЦ или мусоросжигательного завода для покрытия базовой нагрузки, от промышленных комбинированных производств или ОК для пиковой нагрузки и резервной мощности и/или от ОК, которыми владеет предприятие ЦТ, и которое, в основном используется для производства пиковой нагрузки. Во многих городах в ЦВЕ/БСС все три источника выработки тепла применяются для подвода базовой нагрузки.

Компания ЦТ получает по договору тепло от внешнего источника, когда этот источник может поставлять тепло и тепловую мощность дешевле, чем предприятие, которое построено и эксплуатируется самим предприятием ЦТ, и находится в его собственности. В договоре на поставку тепла от внешних источников имеется три основных тарифных компонента: (1) оплата мощности,[96] (2) оплата постоянных производственных затрат[97] (3) оплата переменных производственных затрат (топливо и другие эксплуатационные расходы).

Вопрос для вновь созданных регулирующих органов состоит в том, есть ли нужда во вмешательстве в процесс переговоров между предприятием ЦТ и внешними поставщиками тепла. Если регулирующий орган должен утверждать тарифы всех производителей тепловой энергии, административное бремя будет огромным,[98] отвлекая регулирующий орган от его основных обязанностей по регулированию (почти) монопольных позиций в производстве энергии и энергоснабжении. В подавляющем большинстве договоров по закупке тепловой энергии цены являются результатом коммерческих переговоров между «равными» сторонами, которые могут позволить себе сказать "нет" заключению невыгодного договора. Потребность в регулирующем надзоре ощущается лишь в другом случае.

Нет необходимости для регулирующего органа утверждать договора между предприятием ЦТ, который отвечает за крупную объединенную сеть и поставщиками ему тепловой энергии.[99] Для промышленных предприятий теплоснабжение не является

---

[96] Покупатель тепловой энергии обязан платить только за мощность, которая характеризуется надежностью. Договор должен поэтому содержать статью о регулярной проверке теплоцентрали поставщика квалифицированной третьей стороной для подтверждения того, что мощность имеется в объеме, предусмотренном контрактом.

[97] Этот элемент обычно находят лишь в договорах по пиковой нагрузке и резервной мощности/ мощности горячего резерва. Для закупок базовой нагрузки он включен в оплату энергии.

[98] В Литве, маленькой стране, такое наблюдается в настоящее время. Комиссия по регулированию должна утверждать цены примерно для 3 тыс. производителей.

[99] Регулирующему органу приходится вмешиваться, если была получена официальная жалоба потребителя компании ЦТ, о том, что компания платит слишком большую цену за свои договора с внешними поставщиками, и о том, что "элемент завышенной цены" не должен включаться в розничный тариф.

основным видом деятельности и оно осуществляется до тех пор, пока это выгодно. Для предприятия ЦТ во многих случаях тепло, получаемое от промышленного предприятия, представляет собой минимально эффективный источник подвода, который может быть заменен альтернативными источниками. Стоимость производства новой ОК или переменные затраты производства «избыточной» мощности ОК, которой она владеет, является исходной точкой для предприятия ЦТ; он фиксирует верхнюю границу договорной цены. Промышленное предприятие должно покрыть, по крайней мере, предельные затраты, связанные с теплоснабжением; это определяет нижнюю границу. Договорная цена будет находиться где-то между двумя этими крайними точками, и результат будет зависть от силы позиции в переговорах между предприятием ЦТ и его поставщиками.

Надзор со стороны регулирующего органа оправдан для двух других случаев, по крайней мере, на переходный период до улучшения общего положения:

- Приватизированные жилые здания, которыми прежде владело промышленное предприятие и которое получает тепло от небольших изолированных систем ЦТ, принадлежащих этому предприятию, имеют только один источник теплоснабжения. Когда ассоциация домовладельцев зданий начинает функционировать на полную мощь, она может принять решение установить отдельные домовые котлы, если не получит выгодных предложений от промышленного предприятия. В принципе, жильцы защищены в этой ситуации положениями общего закона о конкуренции, который запрещает использование доминирующего положения. Однако в переходный период, желательно с заранее определенной продолжительностью, регулирующий орган должен установить принципы ценообразования тарифов на теплоснабжение для небольших изолированных сетей от промышленных предприятий.
- Разрыв вертикальной интеграции сектора энергетики и его горизонтальная интеграция с системой ЦТ ставит ТЭЦ в монопольное положение в переговорах, когда обсуждаются условия поставки с компанией ЦТ. Когда ТЭЦ (включая свои ОК) покрывают до 90% годовой тепловой нагрузки крупной системы ЦТ, компания ЦТ не имеет альтернативного конкурирующего варианта для своей базовой нагрузки. Крупная ОК могла бы быть построена и готова к следующему отопительному сезону. Но она не может производить тепло так же эффективно, как ТЭЦ. Пока ТЭЦ использует тариф для продукции комбинированного производства тепловой и электрической энергии, который не превышает стоимость производства в новой ОК, она действует в рамках антимонопольного закона.

Признавая, что коммерческая жизнеспособность крупных ЦТ зависит от дешевых поставок тепла от ТЭЦ, государственные органы в ЦВЕ/БСС могут действовать, исходя из двух вариантов. Один, как в Литве, состоит в передаче собственности ТЭЦ муниципальным предприятиям ЦТ. Регулирование в этом случае будет ограничено лишь одним аспектом - предоставлением ТЭЦ недискриминационого или льготного доступа в отношении реализации своей энергетической продукции в национальной энергосистеме. По другому варианту собственность ТЭЦ остается в руках

энергетических компаний. В этом случае регулирующие органы должны определить правила расчета цен на поставки тепла от ТЭЦ с тем, чтобы оба продукта ТЭЦ - электроэнергия и тепло - были конкурентоспособными на своих соответствующих рынках. Это может потребовать более справедливого разделения выгод от экономии затрат при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии (см. ниже).

По старым правилам, существовавшим во времена централизованного планирования, все выгоды от комбинированных затрат получали цены на электроэнергию. В некоторых странах, например в Польше, тариф на поставки тепловой энергии от ТЭЦ, который взимался с предприятий ЦТ, был равен стоимости производства на ОК. В других странах, таких как Россия, стоимость производства на ТЭЦ распределялась между электроэнергией и производством тепла в соответствии с относительным энергетическим содержанием продукции. Поскольку коэффициент энергетического преобразования производства тепловой энергии выше чем производства электроэнергии, по этому правилу стоимостное преимущество переходило на электрическую энергию.

В России нахождение ТЭЦ (включая соответствующие передающие мощности) и теплораспределительных сетей в различной собственности создало положение, когда многие муниципалитеты оказались в зависимости от одного крупного источника тепла, взимающего высокие тарифы. Это дает стимул для муниципальных предприятий ЦТ для инвестирования в свои собственные мощности ОК, которые могут снизить затраты на выработку тепловой энергии. С системной точки зрения это явно представляет собой субоптимальное решение, показывающее необходимость в принятии регулирующих мер.

5.2.6.3 Принципы ценообразования тепловой и электрической энергии, вырабатываемой на ТЭЦ

С технической точки зрения, расчет экономической и финансовой стоимости тепловой энергии на ТЭЦ несложен (подробности см. Приложение С). В политическом аспекте распределение совместных затрат ТЭЦ между электроэнергией и теплом является спорным вопросом. В условиях "свободных" переговоров риск появления новых производств на рынке теплоснабжения устанавливает высшую границу цен на тепло, которую ТЭЦ может получить от предприятия ЦТ. Наивысшей ценой за тепло, которую ТЭЦ может начислить, является низшая из следующих двух:

- Цена близкая к стоимости производства новой ОК.
- Цена, которая уравнивает потребительский тариф ЦТ со стоимостью единицы тепла, поставленной внутридомовым котлом. В противном случае ТЭЦ будет терять свой рынок производимой ей тепловой энергии. Это «чисто обратная цена» для тепловой энергии, произведенной на ТЭЦ, может быть рассчитана

путем вычитания стоимости распределения и передачи тепла[100] на 1 Гкал из стоимости выработки на 1 Гкал внутридомового котла.

Спорный вопрос возникает, когда это «свободная рыночная цена» выше, чем экономическая и финансовая стоимость производства на ТЭЦ. Установка рыночной цены на тепло дает энергетической компании, которая владеет ТЭЦ, экономическую ренту.[101] Если предприятие ЦТ вместо этого владело бы ТЭЦ, стоимость теплоснабжения упала бы до стоимости производства тепла на ТЭЦ. Потребители тепла получили бы выгоду от «экономической ренты» в форме более низких цен на тепло. Нельзя рассчитать какой-либо объективный метод распределения экономической ренты. Соображения социального равенства (и переговоры по дуополии двух конкурирующих компаний) обычно говорят в пользу разделения выгод совместного производства между потребителями электроэнергии (все граждане) и потребителями тепловой энергии (меньшинство). По соображениям энергетической и экологической политики обычно большую часть выгод, полученных от снижения затрат, распределяют в пользу ЦТ для содействия использованию энергосберегающего комбинированного производства. В большинстве стран ЦВЕ/БСС имеется достаточно энергетических мощностей, и инвестиционная потребность в электроэнергетике поэтому относительно низка. С другой стороны, существует огромная потребность в инвестировании в модернизацию сектора теплоснабжения. Было бы рационально передать ЦТ большую часть стоимостного преимущества комбинированных затрат для облегчения финансирования этих инвестиций. Здесь имелся бы потенциал снижения суммы оплаты тепла для потребителей и в то же самое время это мало отразилось бы на суммах оплаты за электроэнергию. В Киеве, например, в начале 1998 г. было решено передать часть выгод комбинированного производства в пользу тепловой энергии. Это привело к снижению розничного тарифа на тепло с 22 долл./Гкал до 17 долл./Гкал, совершенно не затронув тарифы на электроэнергию.

В будущей свободной рыночной системе новые добавления к мощности в секторе энергетики будут выставляться на тендер, либо непосредственно общенациональным оператором энергетической системы, либо косвенно через энергетический пул. Такая система предусматривает лишь небольшую потребность во вмешательстве регулирующих органов. Если ТЭЦ представляет собой более дешевый вариант, чем специализированная электростанция, т. е. цена за тепло, которое она может получить от местной компании ЦТ, дает доход более чем достаточный для амортизации дополнительных производственных затрат ТЭЦ, она выиграет тендер. Поскольку ТЭЦ может быть в руках либо энергетической компании, либо компании ЦТ и эксплуатироваться ими (обе могут участвовать в тендере на строительство), вероятно совместное владение акциями станет обычной практикой для инвестиций в ТЭЦ. Если энергетическая компания пожелает стать единственным владельцем, она должна

[100] Включая стоимость необходимых операций ОК для пикового снабжения.

[101] Когда энергетическая компания подпадает под нормативные акты, регулирующие норму прибыли, экономическая рента будет распределяться среди потребителей через более низкие цены на электроэнергию и среди своих работников через более высокую заработную плату. Когда ТЭЦ работает на свободном рынке экономическая рента будет распределяться среди владельцев в форме более высоких прибылей и среди работников.

заключить долгосрочный договор с предприятием ЦТ на поставку тепла до того, как он предпримет инвестиции в ТЭЦ. Предприятие ЦТ находится в позиции монопольного покупателя и может получить приемлемую цену от инвестора ЦТ. Таким образом, обе структуры собственности приведут к сбалансированному разделению стоимостных преимуществ КПТЭ на ТЭЦ. Вмешательство со стороны регулирующих органов в остальном хорошо функционирующий рынок могло бы помочь при решении вопросов, связанных с внешними факторами, например, расходами на защиту окружающей среды, которые не отражены в рыночных ценах из-за отсутствии соответствующих экологических сборов, взимаемых с производства.[102]

Вмешательство со стороны регулирующих органов в нынешнем переходном периоде обусловлено отсутствием долгосрочных договорных отношений и хорошо функционирующих конкурентных рынков в сфере электроэнергии и тепла, которые гарантируют соответствующее распределение выгод от эксплуатации ТЭЦ. Концессия на собственность и эксплуатацию ТЭЦ была предоставлена энергетической компании в рамках такой системы, когда последняя имела монополию на производство электроэнергии, а государство устанавливало цены на тепло и электроэнергию. Вмешательство со стороны регулирующих органов оправдано для имитации тарифа, который получился бы из результатов переговоров в условиях свободного рынка, не подверженного влиянию монопольных условий.

Рыночная ситуация в электроэнергетике в большинстве стран ЦВЕ/БСС оправдывает вмешательство со стороны регулирующих органов для обеспечения доступа к общенациональному энергетическому рынку со стороны теплоэлектроцентралей, которыми владеют предприятия ЦТ. Резкое падение промышленного спроса на электроэнергию вызвало появление значительной избыточной мощности для производства электроэнергии.[103] Эта избыточная мощность способствует снижению оптовых тарифов на электроэнергию до уровня переменных производственных затрат. Законодательство должно облегчить доступ отвечающих требованиям независимых производителей электроэнергии к энергосистеме по экономическим ценам, как средству для содействия инвестициям, производимым предприятиями ЦТ в средние и малые ТЭЦ. В России законопроект по энергосбережению предоставляет независимым

---

[102] Следующий пример может проиллюстрировать это: на основе «чистых» рыночных цен, электростанции на угле, построенные вблизи угольных шахт, являются самым дешевым вариантом для выработки электроэнергии в Польше. Но, мешая строительству ТЭЦ, производство электроэнергии и тепла будет менее энергосберегающим и более интенсивным с точки зрения выбросов CO_2. Если правительство решит, что дополнительная стоимость эксплуатации ТЭЦ является низкозатратным инвестированием в снижении уровня CO_2, оно имеет стимул для вмешательства в пользу варианта ТЭЦ.

[103] В Литве рыночные перспективы для электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ, выглядят особенно мрачными. Внутренний спрос и спрос на экспорт (в Латвию и Беларусь) упали примерно на 50 %, что позволило Игналинской атомной электростанции полностью удовлетворить спрос внутри республики. ТЭЦ нужны лишь для резервных целей. В основном они работают как ОК, получая оплату только за мощность. Поскольку у них больше мощности, чем требуется для общенациональной энергетической компании в форме резервной и аварийной мощности, их доход от электроэнергии минимален. Однако правительство Литвы намеревается закрыть один блок Игналинской АЭС в 2005 г.

производителям электроэнергии гарантированный доступ к электроэнергетической и теплоэнергетической системам по ценам, которые составляют 85% от среднего оптового тарифа. Договора на тепловую и электрическую энергию поставки от ТЭЦ должны содействовать экономичной диспетчеризации с точки зрения всей системы тепловой и электроэнергии.[104] Договора на теплоснабжение для ТЭЦ, которыми владеют энергетические коммунальные предприятия, должны содержать положения, которые позволяют оператору проводит диспетчеризацию в соответствии с производством с наименьшими затратами во всей системе. При пиковом спросе на электроэнергию дешевле снизить производство тепла на ТЭЦ и ввести в действие ОК, чем начинать производство на неэффективной электростанции.[105] Для более коротких периодов времени может быть использована теплоаккумулирующая способность сети, что позволяет увеличить производство электроэнергии. Электрические тарифы для ТЭЦ, которыми владеют компании ЦТ, должны быть основаны на принципе, учитывающем время суток.[106] Это дает соответствующий стимул для компании ЦТ для того, чтобы реагировать на экономические затраты в общенациональной / региональной энергосистеме и оптимизировать инвестиции в ТЭЦ, ОК и теплоаккумулирующую способность.

В конечном итоге, теплоснабжение является деятельностью, осуществляемой на конкурентной основе, потому что существует альтернатива (такая как домовые котлы), стоимость которых дает верхнюю границу для тарифов ЦТ. Даже при наличии регулирующего органа тарифы на тепловую энергию, в конечном итоге, будут устанавливаться на основе описанного метода. По политическим причинам муниципалитеты обычно хотят, чтобы тарифы на тепло основывались на «фактических» затратах так, что теплоснабжающие предприятия должны привести свои фактические затраты в соответствие с альтернативным вариантом. Затем теплоснабжающие предприятия расширяют свои сетей в тех районах, где предельные

---

[104] В принципе, инструменты регулирования в форме цен и соответствующих контрактов позволяют достигнуть «оптимальной диспетчеризации всей системы», независимо от собственности. На практике всеобщую оптимизацию достигнуть легче, когда ТЭЦ находится в собственности электроэнергетического коммунального предприятия. По крайней мере, таков опыт Дании. В восточной части Дании, в зоне действия электроэнергетической компании "Элькрафт", ТЭЦ владеют электроэнергетические компании . В западной части, в зоне действия компании "Эльсам", ТЭЦ владеют компании ЦТ. Компании, входящие в состав системы "Эльсам" (которые могут и не быть полностью нейтральными и беспристрастными в своей оценке) заявляют, что оптимизацию энергосистемы для них труднее производить, чем для их коллег в системе "Элькрафт".

[105] Тарифы для продажи тепла от крупной ТЭЦ с отводом пара в Копенгагене содержат 10 компонентов постоянных и переменных издержек. Один компонент затрат рассчитывается на базе еженедельного моделирования энергосистемы. В нем учитывается, что стоимость электроэнергии, выработанной на ТЭЦ, зависит от ситуации на рынке электроэнергии. При наличии дешевой избыточной энергии ГЭС, которая поступает из Швеции и Норвегии, например, в выходные дни весной, для компаний ЦТ может быть более экономично использовать свой ОК вместо того, чтобы платить за эксплуатацию агрегата ТЭЦ. Этот компонент затрат гарантирует, что компания ЦТ платит за истинную стоимость производства тепла.

[106] В Дании небольшие ТЭЦ (мощностью менее 80 $МВт_{эл}$) часто находятся в собственности компаний ЦТ. Им платят очень хорошую цену за электроэнергию, составляющую 90 % цены на границе города и с такой же зависящей от времени структурой, в .

затраты лишь ненамного ниже альтернативных вариантов, таким образом обеспечивая экономически оптимальный размер сети.

5.2.7 Институциональные аспекты инвестиций в повышение энергетического КПД зданий

Жилой сектор является наиболее важным потребителем централизованного тепла. Все здания в ЦВЕ/БСС нуждаются в инвестициях в реконструкцию, которая даст существенную экономию энергии (см. Раздел 3.3). Будет ли это достигнуто и как это будет достигнуто, зависит во многом от институциональных механизмов, которые дадут владельцам зданий и квартир стимулы и финансовые ресурсы для инвестирования в реконструкцию зданий. В отношении сектора жилых зданий Мартино (1997 г.) производит анализ барьеров, возможностей и ограниченного опыта, характерных для нынешнего периода.

Приватизация жилья в разных странах проходила с различными темпами. С 1992 г. в России, например, домохозяйства приватизировали примерно 1/3 жилого фонда, прежде находившегося в руках государства. Вместе с 20% жилого фонда, который находился в частных руках до 1992 г., к 1996 г примерно половина жилого фонда России оказалась в частных руках. В Литве приватизация жилья началась раньше и была более широкомасштабной; почти 90% всех жилищ были приватизированы к 1995 г. - самый высокий темп среди всех республик бывшего Советского Союза. В Эстонии примерно 2/3 жилья было приватизированы к 1996 г. На Украине с начала приватизации в 1993 г., примерно 32% всех запланированных к приватизации жилищ, были приватизированы к 1995 г., причем большинство из них в городских районах. (До приватизации более 90% жилья в сельской местности уже находилось в частных руках, в то время как большинство жилья в городах было муниципальным или ведомственным.) Что бы ни приватизировалось, земля, на которой стоят жилые дома, все еще находится в руках государства, за исключением частных домов на одну семью.

Тем не менее, приватизацию отдельных квартир в многосемейных зданиях не обязательно следует приравнивать к принятию ответственности частным собственником за сами здания. На практике приватизация может просто означать передачу права собственности на конкретное жилье, предоставляя владельцу право продавать его или передавать по наследству. Во многих ситуациях институциональные и управленческие структуры, связанные с ответственностью за здания, совершенно не изменились после частичной или полной приватизации. Домохозяйства могут нести лишь коллективную ответственность за свои здания после того, как они организуются в ассоциации домовладельцев. Такие ассоциации могут принимать решения о техобслуживании, эксплуатации, капитальных инвестициях и нанимать свои собственные жилищно-эксплуатационные организации для благоустройства и техобслуживания мест общего пользования зданий, для таких работ как реконструкция отопительных систем, ремонт окон, лестничных площадок и крыш. До этого муниципальные органы и предприятия все еще отвечают за эти здания. Однако муниципальные жилищно-эксплуатационные предприятия обычно не занимаются инвестициями в реконструкцию, а только строительными работами и основными

видами ремонта. Даже в странах, в которых начинают формироваться ассоциации домовладельцев (лидером в этом отношении является Литва, где примерно 15% всех домохозяйств в настоящее время организованы), такая ответственность еще не полностью им передана. В то время как домохозяйства могут совместно владеть и делить ответственность за места общего пользования, производится мало работ по ремонту и благоустройству, так как отсутствует как традиция, так и закон, которые заставили бы домовладельцев принять на себя ответственность за свою совместную собственность.

Наличие некоторых социальных, правовых и институциональных факторов показывает, что в этих странах было бы сложно осуществить образование ассоциации домовладельцев и передачу им ответственности за ремонт и обслуживание здания на добровольных началах. Например, жильцы, по понятным причинам, не изъявляют особого желания принять на себя финансовую и правовую ответственность за потенциально опасное здание, которое нуждается в серьезном ремонте. Другим характерным отрицательным стимулом является то, что после образования ассоциации, ответственной за оплату коммунальных услуг, потенциальные финансовые потери от некоторых домохозяйств, не вносящих оплату за коммунальные услуги, перешли бы от местных учреждений (муниципальных органов, местных предприятий коммунального хозяйства или предприятий) к самим домохозяйствам.

Однако при коллективной собственности на здания, образования ассоциации домовладельцев является предварительным условием для любых коллективных действий для повышения энергетического КПД. Домохозяйства могут произвести определенные работы по благоустройству своих собственных жилищ (вероятно через оплату наличными, а не через кредитные ресурсы), но большинство работ, связанных с повышением энергетической эффективности в многоквартирных зданиях, должно быть произведено в отношении всего здания и требует принятия коллективного решения всеми домохозяйствами в здании. Жизнеспособность коллективного принятия решений ассоциациями домовладельцев во многом зависит от социальных и институциональных перемен. Если отсутствуют четкий закон и механизмы для образования ассоциации домовладельцев, домохозяйства должны начинать с нуля для организации самих себя и правовая база для такой организации может быть неясной. Ключевыми факторами, которые влияют на способность ассоциации домовладельцев принимать эффективные решения, являются навыки управления и лидерства, которые имеются и время, которое может посвятить этому его председатель. Требования в отношении времени для этой должности весьма высоки (председателями часто являются пенсионеры), так же как и потребность в сильной личности, которая может мотивировать и убеждать соседей-домовладельцев в необходимости коллективного действия.

В некоторых странах в ЦВЕ, определенный прогресс был достигнут в реконструкции жилых зданий. Такие инвестиции имели место в частности в Польше в основном в зданиях, которыми владели жилищные кооперативы, существовавшие еще при прежнем коммунистическом режиме. Эти кооперативы всегда должны были принимать общие решения относительно своих зданий и имели доступ к дешевым займам. В 90-х годах они получили солидные объемы субсидий (50-80% в зависимости от характера

меры) для реконструкции зданий. В результате, благодаря более высоким уровням доходов, реконструкция жилых зданий в целях энергосбережения можно гораздо чаще встретить в Польше, чем в большинстве других стран ЦВЕ/БСС.

Государственные здания, такие как больницы, школы, детские сады и здания общественных учреждений в настоящее время испытывают серьезные финансовые трудности, но имеют меньше ограничений институционального характера там, где дело касается инвестиций в повышение энергетического КПД. Такие типы зданий были выбраны в западных странах, а также в ЦВЕ компаниями, оказывающими энергетические услуги (КОЭУ; см. Раздел 5.2.8).

5.2.8 Выявление новых источников финансирования

Финансирование инвестиций в секторе требует выявления (1) соответствующих источников финансирования с точки зрения затрат, количества и сроков погашения, и (2) соответствующих каналов для получения финансовых средств для инвестиций в энергоснабжение и повышение энергетической эффективности. В этом отношении потребность в корректировке институциональных требований международных рынков капитала было и остается важным показателем организации и хозяйственной формы энергетического коммунального предприятия.

Следующие источники могут использовать для финансирования инвестиций в повышение энергетического КПД и инфраструктуру ЦТ и газораспределения:

- Собственные средства коммунальных предприятий;
- Средства муниципальных бюджетов;
- Кредитов от поставщиков;
- Гранты и льготное финансирование в рамках двусторонних программ сотрудничества;
- Займы международных финансовых институтов, таких как ЕБРР, Всемирный Банк, ЕИБ и другие;
- Займы частных иностранных и национальных банков и кредитных учреждений;
- Участие стратегических инвесторов в частном акционерном капитале
- Финансирование проекта зарубежными разработчиками проектов.

Указанные выше источники финансирования приведены в соответствии со степенью развитости рынка и институциональными требованиями, которые вовлекаются в этот процесс. Первые пять «классических» источников финансирования инфраструктуры могут быть доступны при любой промышленной или регулирующей структуре. Доступ к последним трем «новым» источникам финансирования требует частичной приватизации и демонополизации промышленной структуры. Этому часто противостоят местные политики и, прежде всего, местные руководители и профсоюзы. Однако это является необходимостью из-за того, что масштаб инвестиций, требуемый

в последующие 5-10 лет, находится за пределами кредитоспособности «классических» источников финансирования. В нормальных условиях скидка на амортизацию была бы достаточной для установившейся компании ЦТ в Западной Европе с целью самофинансирования большинства ее инвестиций в реконструкцию. Проблема в ЦВЕ/БСС состоит в том, что системы ЦТ нуждаются в весьма *значительных* инвестициях в модернизацию. Хотя предприятия ЦТ во многих ЦВЕ/БСС странах к настоящему времени предприняли шаги в направлении тарифов, покрывающих затраты, возможности самофинансирования все еще низки. Они не позволяют коммунальным предприятиям самим финансировать более 20% своих инвестиционных потребностей за счет своих собственных потоков денежных средств из-за скидок на амортизацию, которые основаны на прошлых инвестициях. Задолженность потребителей еще больше уменьшает движение денежных средств предприятий ЦТ.

С точки зрения коммерческого кредитора предприятия ЦТ и большинство газораспределительных компаний в ЦВЕ/БСС не являются первоклассными заемщиками. Их финансовые позиции слишком слабы, чтобы позволить «финансирование балансового отчета». Их прошлый опыт начисления оплаты ниже стоимости затрат и большие суммы задолженностей со стороны потребителей не позволяют финансирование проекта, используя ограниченное требование погашения задолженности. Поэтому даже когда предприятие ЦТ организовано в виде акционерного общества (где обычно муниципалитет является единственным владельцем), коммерческие кредиторы будут искать гарантии у муниципалитета по любым займам, предоставленным компании ЦТ.

Министерства финансов в некоторых странах ЦВЕ/БСС озабочены уровнем суверенных гарантий, которые были выданы в связи с муниципальными займами, полученными у Всемирного Банка/МБРР и ЕБРР. Некоторые министерства финансов устанавливают лимиты на годовой уровень суверенных гарантий, которые ускоряют процесс поиска частных источников финансирования.

Вдобавок, местные рынки капитала все еще слишком недоразвиты, чтобы позволить государственным коммунальным предприятиям искать финансирование для долгосрочных инвестиций через выпуск облигаций и акций.

Поэтому частному капиталу в форме проектного финансирования с ЧУИ (частное участие в инфраструктуре) нужно разрешить проникнуть в сектор ЦТ и заполнить финансовую брешь. Проникновение частных инвесторов дает прямое финансирование в форме акционерного капитала и расширяет сферу для финансирования со стороны международных кредитных учреждений, Всемирного Банка/МФК и ЕБРР. Оба учреждения предоставляют займы частным инвесторам на развитие инфраструктуры, не требуя суверенных гарантий, и участвуют в акционерном капитале совместно с этими частными инвесторами. Эти институты используют стратегию «отказа от участия» для своего участия в акционерном капитале, которое предполагает продажу их акций через 5-8 лет. Одним из видов стратегии отказа от участия могла бы быть продажа акций частному иностранному инвестору в акционерный капитал; другой

стратегией могла бы быть продажа акций местным инвесторам или пенсионным фондам.

До привлечения финансирования ЧУИ система ЦТ должна иметь такую организационную структуру, которая позволяет внедрение частного капитала. Одной из возможностей является «стратегия ниши»: местный сектор ЦТ вертикально разделяется на компании по производству, передаче и распределению тепла и энергетическим услугам. Различные частные инвесторы могли бы найти различные компании для проникновения, выкупив меньшую или большую часть пакета акций компаний (см. Раздел 6.3.3). Компания по выработке могла бы иметь наилучший шанс для привлечения частного капитала; это потребует гарантированных долгосрочных договоров на реализацию. Для облегчения координации инвестиций и реализации выгод для всех частей и владельцев системы ЦТ, муниципалитет мог бы также владеть некоторыми акциями в каждой компании.

Другой возможностью является «стратегия концессии на эксплуатацию»: система находится в собственности объединенного коммунального предприятия, но (муниципальная) собственность инфраструктуры отделяется от ответственности за эксплуатацию, которая передается частному оператору через концессию (см. Раздел 5.2.3.4).

Поиск выгод от эффективности (через передачу современного управленческого ноу-хау) и для инвестиционного капитала (через акционерный капитал) является мотивом для привлечения иностранных стратегических инвесторов в качестве акционеров в коммунальные энергетические предприятия в ЦВЕ/БСС. Иностранные стратегические инвесторы уже инвестировали в акции газораспределительных и энергораспределительных компаний в ЦВЕ/БСС и сейчас проявляют интерес в инвестиции в ТЭЦ. До недавнего времени подобная тенденция не наблюдалась в отношении передачи и распределения ЦТ. Пул потенциальных инвесторов не очень большой из-за того, что большинство компаний ЦТ в Западной Европе либо являются некоммерческими компаниями в собственности потребителей, которые по определению не имеют капитал для инвестиций во внешние предприятия или в руках местных муниципальных компаний, которые находятся под влиянием ряда ограничений в отношении своей коммерческой свободы согласно своим уставам и в результате решений регулирующих органов. Исключением является Финляндия, где, начиная с середины 90-х годов, акции муниципальной компании ЦТ были проданы частным инвесторам, и Нидерланды, где были сформирован ряд региональных объединенных компаний ЦТ, газоснабжения и электроснабжения.

Тем не менее, ситуация медленно, но меняется. Например, в Алма-Ате, (Казахстан) бельгийская компания "Трактебель" подписала инвестиционно-концессионное соглашение на эксплуатацию системы ЦТ. Компания также приобрела льготы на энергораспределение и агрегаты ТЭЦ, которые обслуживают Алматы. Все больше, благодаря значительному потенциалу для экономии энергии в системах ЦТ в ЦВЕ/БСС, расширяется диапазон для совместных инвестиций в реализацию мер по снижению CO_2, что может привлечь западные энергетические компании.

Таким образом, для финансирования требуемых инвестиций может быть использовано сочетание новых и традиционных источников. Реконструкцию распределительной сети ЦТ в городе, например, можно финансировать через многонациональные кредитные институты, а модернизация агрегатов ТЭЦ и ОК может быть софинансирована частными инвесторами через совместные предприятия (участие в акционерном капитале) или через механизм "строительство собственность - эксплуатация - передача". Суть в том, что отсутствуют не финансы, а соответствующие институциональные структуры для направления имеющихся финансов.

Другой областью, где должно развиваться инновационное финансирование, являются инвестиции в повышение энергетического КПД зданий. Коммерческие банки, которые смогли бы кредитовать для целей реконструкции зданий муниципальные власти, домохозяйства и ассоциации домовладельцев, не знакомы с таким видом кредитования. Они могут не понять выгоды, которые сулят такие проекты или могут считать кредитоспособность таких клиентов низкой. Отсутствие механизмов принуждению к исполнению договоров, законов о залоге и ипотеке, а также учреждений, регистрирующих землю (для подтверждения собственности на землю), могут еще больше снизить у коммерческих банков желание выдавать кредиты.

Другим направлением, в котором ведутся работы в ЦВЕ/БСС с помощью Европейского Союза, ЕБРР и Всемирного Банка, является создание возобновляемых фондов для финансирования таких инвестиций, используя в качестве посредников местные банки. Муниципалитеты также создавали возобновляемые фоны для этих целей. Однако эти фонды имеют ряд присущих им слабостей и недостатков. Они должны быть дополнены другими средствами, такими как оказание помощи потенциальным заемщикам в подготовке реальных предложений по инвестициям, которые нужно профинансировать. Местные подрядчики и поставщики энергосберегающих строительных материалов также не должны оставаться без внимания.

Другая возможность заключается в том, что компания ЦТ или специализированная компания по оказанию энергетических услуг (КОЭУ) получает заем для инвестиций в повышение энергетического КПД зданий. Инвестиции в индивидуальные теплопункты (которые во многих странах принадлежат владельцам зданий) являются одними из наиболее жизнеспособных инвестиций. Они могли быть профинансированы компанией ЦТ и могут быть сданы в аренду либо жильцам, либо ассоциации домовладельцев, действующих от имени жильцов. Дополнительный фиксированный (арендный) сбор, который взимается с потребителя до того, пока не закончится амортизация инвестиций, могла бы возместить стоимость инвестиций. В коммерческом и государственном секторах такие меры по инвестициям уже осуществляются. В общем КОЭУ делит экономию с владельцем оборудования в качестве средства возмещения инвестиций. Однако из-за того, что потенциальные масштабы экономии в основном зависят от индивидуального поведения, жилищный сектор все еще считается слишком рискованным для такого вида мероприятий.

6

Выводы: Рекомендации по политике и проектам в секторе теплоснабжения

Целью настоящего отчета является получение ответов на основные вопросы о конкурентоспособности ЦТ в ЦВЕ/БСС. Этими основными вопросами являются:

1. Какие факторы определяют выбор экономически предпочитаемого варианта теплоснабжения из данного набора альтернатив, и при каких обстоятельствах ЦТ, децентрализованное теплоснабжение на базе природного газа или другая альтернатива являются предпочтительным вариантом?
2. Какие изменения следует произвести в институциональной среде для того, чтобы обеспечить среду, необходимую для создания низкозатратного теплоснабжения и потребления?
3. Как может предпочтительный вариант быть реализован в период, когда страны ЦВЕ/БСС находятся в переходном периоде своей экономики и политики?

Для того, чтобы сделать выводы из настоящего отчета, ответы, полученные в предыдущих главах, будут обобщены в настоящей главе. Следует отметить, однако, что хотя могут быть сделаны некоторые общие выводы, каждый конкретный инвестиционный проект должен быть тщательно оценен на местном уровне. Качество оказываемых услуг в сфере теплоснабжения зависит от взаимодействия и состояния оборудования теплоснабжения; подключенных зданий; реакции потребителей; управления энергетическими компаниями; и правил, инструкций и политической структуры, которая в основном определяется на общенациональном уровне.

И, наконец, следует отметить, что в краткосрочной и среднесрочной перспективе будут реализовываться несколько оптимальных вариантов. Трудно удовлетворить в течение нескольких лет слишком большую потребность в финансировании инвестиций и изменить отношении со стороны многих участников. Опыт Всемирного Банка и его проектов по ЦТ (например, в Польше) показывает, что уйдет несколько лет для

реализации основных мер по реконструкции и изменению корпоративной культуры компаний ЦТ и институциональной структуры, внутри которой функционирует сектор теплоснабжения в ЦВЕ/БСС. Завершение задачи займет еще многие годы. Из-за того, что институциональная структура более сложна, инвестиции в реконструкцию зданий с целью повышения их энергосберегающих средств займет еще больше времени. В этот период важно выбрать такие меры политического характера и такие инвестиции, которые в конечном итоге не поставят под угрозу реализацию предпочтительных вариантов. Настоящая глава завершается дискуссией о вкладе Всемирного Банка в усиление эффективности сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС.

6.1 Конкурентоспособность централизованного теплоснабжения по сравнению с альтернативными вариантами теплоснабжения

Как отмечено выше, источник конкурентного преимущества ЦТ заключается в способности вырабатывать тепло при меньших затратах, чем при применении индивидуальных котлов, из-за

- экономии топлива в комбинированном производстве тепловой и электрической энергии (ТЭЦ) (по сравнению с раздельным производством тепловой и электрической энергии, при комбинированном экономится примерно 30% топлива);
- экономического эффекта масштаба при закупках топлива;
- способа использования дешевых видов топлива, благоприятного с точки зрения охраны окружающей среды;
- выгод, связанных с повышением энергетического КПД, благодаря крупным размерам котлов, с возможностью подключения агрегатов с учетом эффективности их затрат, а также проведения регулярного/системного техобслуживания.

Основной фактор конкурентоспособности ЦТ: источник дешевой тепловой энергии

Первое, вероятно, является наиболее важным фактором, однако, как показывает пример Оренбурга при комбинированном производстве должны быть получены высокое показатели экономии энергии; в противном случае внутридомовые котлы окажутся в более выгодном положении. Если ТЭЦ может получить хорошую цену за свою продукцию, особенно за электроэнергию, это благоприятствует ЦТ. Но цена электроэнергии, выработанной на ТЭЦ, в основном зависит от ситуации с электроэнергией в каждой отдельной стране. Излишек дешевой электроэнергии может привести к низкому тарифу оптовой электроэнергии, так что поступления от реализации тепла должны будут покрыть большую часть стоимости производства.

Рамка 6-1 Достоинства и проблемы ЦТ

- *ЦТ, питаемое от ТЭЦ:*
- улучшает энергетическую эффективность путем использования отходного тепла;
- снижает затраты на отопление помещений;
- разнообразит источники топлива для отопления помещений, включая более дешевые виды топлива;
- снижает загрязнение воздуха в городах.

- *Но затраты на распределительные сети ЦТ очень высоки; поэтому применение ограничено участками с:*
- значительной потребностью в отоплении помещений;
- относительно высокой плотностью городского населения;
- высоким коэффициентом подключения;
- низкозатратными источниками тепловой энергии.

Слабым местом ЦТ с точки зрения конкуренции является высокая стоимость транспорта тепла потребителям, которая состоит из:

- Годовых расходов на капитал и инвестиции в систему передачи и распределения;
- Стоимости эксплуатации и техобслуживания системы передачи и распределения:
  - потерь энергии и воды в системе
  - стоимости электроэнергии для работы насосов
  - техобслуживания и реконструкции трубопровода.

Размер, структура и распределение тепловой нагрузки в зоне обслуживания, для которой напряженность тепловой нагрузки может стать полезным показателем, является решающим фактором стоимости распределения.

Инвестиции с целью повышения энергетического КПД существующих систем ЦТ ЦВЕ/БСС могут привести к существенному снижению затрат на отопление, тем самым делая ЦТ более доступным и конкурентоспособным. Для иллюстрации этого аспекта в Табл. 6-1 приведены основные энергетические и экономические различия типичных систем ЦТ в ЦВЕ/БСС ("Восточная") и Западной Европе ("Западная"). Этот простой пример не основан на какой-либо конкретной системе ЦТ, но представляет средние значения.

В расчет принимаются только затраты на топливо, которое оценивается в 20 долл./МВт.ч. Энергетические затраты, которые являются самым крупным компонентом затрат ЦТ, приводят к существенной разнице в цене потребителя тепла, поскольку на каждом технологическом участке систем ЦТ в ЦВЕ/БСС имеют место существенные потери. Для того же количества полученной тепловой энергии потребитель в типичной системе ЦТ в ЦВЕ/БСС платит больше (с точки зрения экономических затрат), чем потребитель тепла в Западной Европе. В примере на Табл. 6-1, стоимость тепловой энергии в системе ЦВЕ/БСС примерно на 50% больше. Реально разница может быть даже больше, поскольку разница в экономии энергии в результате принятия энергосберегающих мер в отношении оболочек зданий в ЦВЕ/БСС и в Западной Европе в данном примере в расчет не принимается. Более того, доходы семьи в ЦВЕ/БСС значительно ниже, чем в Западной Европе.

Таблица 6-1. Сравнение экономии энергии в системе ЦТ в ЦВЕ/БСС и Западной Европе

Экономия энергии в ЦТ	*"Восточная"*		*" Западная "*		Ед. изм.
Энергия топлива		155		100	МВт.ч
- потери при сгорании	-15%	-23	-9%	-9	МВт.ч
для сети		132		91	МВт.ч
- Потери передачи	-25%	-33	-8%	-7	МВт.ч
для потребителей		99		84	МВт.ч
- потери из-за плохого регулирования	-15%	-15	0%	0	МВт.ч
А. Тепловая энергия для потребителей		**84**		**84**	МВт.ч
Затраты					
Цена топлива	20		20		$/МВт.ч
Цена топлива для теплоснабжения		3100		2000	$
Прибыль	10%	310	10%	200	$
В. Стоимость энергии для потребителя		**3410**		**2200**	$
Стоимость единицы для потребителя	строки B/A	**40,60**	строки B/A	**26,30**	$/МВт.ч

Источник: Всемирный Банк.

Исследования шести городов показали, что на основе экономической стоимости газа в каждом городе и оплаты 0,04 долл. США/кВт.ч за электроэнергию, выработанную на ТЭЦ, тепло может быть произведено при средней стоимости 9 долл. США/Гкал (ТЭЦ) и 23 долл. США/Гкал (внутридомовые котлы). Для того, чтобы ЦТ была конкурентоспособной, экономическая стоимость распределения тепла, включая затраты на распределение, в среднем должна быть ниже 14 долл. США/Гкал. Эти средние скрывают широкие местные различия для «допустимых» затрат на распределение тепла; примерно от 11 долл. США (Оренбург) до 20 долл. США (Вроцлав). Таким образом, если сеть теплоснабжения нуждается в значительных инвестициях в реконструкцию и если тепловая нагрузка слишком низка, низкие затраты на выработку тепловой энергии могут быть недостаточными для того, чтобы сделать ЦТ конкурентоспособным.

Системы ЦТ в исследованных городах выявили весьма различные условия с точки зрения оборудования и мощностей теплоснабжения, теплонапряженности, цен на топливо и нынешнего состояния тепловых и газораспределительных сетей. Это привело к весьма различным структурам затрат. Например, в Оренбурге наблюдается наименьшая экономическая стоимость газа, сравнительно высокая напряженность тепловой нагрузки и относительно высокая доля комбинированного производства. Среди шести исследованных городов, однако, он имеет наивысшую экономическую стоимость тепла из-за реконструкции существующей сети ЦТ. Если бы для отопление использовались внутридомовые котлы, затраты на теплоснабжение значительно бы

снизились. На другом конце диапазона находится Вроцлав. Даже при относительно низкой теплонапряженности в этом городе, относительно эффективное и низкозатратное теплоснабжение от комбинированного производства в сочетании с сетями ЦТ, которые находятся в относительно хорошем состоянии (что требует меньших инвестиций в модернизацию), делают ЦТ предпочтительным вариантом теплоснабжения.

Внутридомовые котлы, работающие на природном газе, являются основными конкурентами ЦТ. Более децентрализованные системы, такие как газовые нагреватели или квартирные котлы не являются альтернативой, когда рассматривается вопрос замены систем отопления в существующих многоквартирных домах, несмотря на явные преимущества в гибкости для конечного пользователя. Затраты на них очень высокие и они бы оказывали существенное воздействие на окружающую среду. Более того, реализация перехода на индивидуальное отопление было бы очень сложным делом: домохозяйствам в многоквартирном доме пришлось бы принимать совместные решения об этом и нести существенные затраты на инвестиции. (См. ниже о соответствующих проблемах переходного периода.)

Централизованное теплоснабжение и комбинированное производство: потребность в политических и регулирующих мерах

Изученные города показали, что низкие затраты на тепловую энергию, обычно обусловленные комбинированным производством, играют ключевую роль важными для жизнеспособности систем ЦТ. В ЦВЕ/БСС, в настоящее время, по крайней мере, два фактора мешают системе ЦТ использовать эти более низкие затраты:

- В большинстве городов на комбинированное производство приходится примерно 80-90% от всего производства тепловой энергии, что ниже оптимального уровня.
- Тепловая энергия не пользуется выгодами от повышения энергетического КПД при комбинированном производстве для экономии затрат. Вместо этого во многих странах из экономии затрат выгоды получает только электроэнергия.

Хотя, в принципе, можно утверждать, что ЦТ было бы более низкозатратным, чем более децентрализованные системы в конкретном месте, большинство существующих систем ЦТ требуют значительных инвестиций для реализации этого потенциала. Если ЦТ не станет конкурентоспособным по цене и техническим характеристикам, потребители начнут переходить к альтернативным системам отопления. Этот процесс может быть медленным вначале, но темпы его быстро увеличиваются. Во-первых, систему покинут наилучшие и самые крупные потребители. Доходы от тарифов, поступающие от оставшихся потребителей, должны будут покрыть первоначальный уровень постоянных затрат и чуть сниженные переменные затраты. Это означает повышение тарифов для потребителей ЦТ, что даст им еще больше стимулов для того, чтобы покинуть систему. Альтернативой становится ухудшающаяся система ЦТ. Проблемы системы ЦТ также создали бы проблемы для сектора энергетики. Тепловая нагрузка была бы снижена, а вместе с ней снизился бы и потенциал ЦТ.

Продолжительность пиковой нагрузки ТЭЦ сократилась бы, а затраты на электроэнергию от ТЭЦ увеличились бы. Эти тенденции в конечном итоге привели бы к неэкономичным и нецелесообразным с точки зрения окружающей среды энергетическим системам.

Некоторые могут утверждать, что со временем ТЭЦ поймут, что их существование зависит от существования системы ЦТ, конкурентоспособной с точки зрения затрат. Тогда они будут более расположены к распространению выгод также и на тепло, пока они будут оставаться конкурентоспособными на рынке энергетики. Для многих потенциально жизнеспособных систем ЦТ такое понимание может прийти слишком поздно, когда спад уже начнется. Поэтому требуется задействовать меры политического и регулирующего характера, пока рыночные силы все еще находятся на ранней стадии развития. При наличии какого-либо преимущества в сохранении потенциальных, очень эффективных и чистых энергетических систем, должна проводиться политика поощрения реконструкции и расширения ТЭЦ и модернизации жизнеспособных систем ЦТ. Разделение выгод комбинированного производства и надежная диспетчеризация агрегатов ТЭЦ представляют собой два вида потенциальных мер. Целесообразность получения ТЭЦ получить дополнительной поддержки, например, путем установления привлекательной оптовой цены на электроэнергию, должна быть основана на точном анализе затрат и выгод для общества, например, экологических, или в виде снижения зависимости от импорта топлива. Это было бы необходимо, если в переходный период экономическая стоимость энергии будет слишком низкой из-за избыточных мощностей. В соответствии с руководящими принципами, в соответствии с которыми выгоды должны распределяться более равномерно и как тепло, так и электроэнергия должны быть конкурентоспособными в своих соответствующих рынках, нужно обследовать каждую ТЭЦ на предмет того, чтобы отдать большую часть преимущества комбинированных затрат на производство тепла, на период в несколько лет для облегчения финансирования крупных инвестиций в модернизацию ЦТ.

6.2 Политика и организационные реформы для улучшения теплоснабжения и спроса на тепловую энергию

Технические решения сами по себе не являются устойчивыми. Реструктуризацию сектора отопления требуется провести как с технической стороны (как с точки зрения предложения, так и спроса на тепловую энергию), так и с организационной и институциональной стороны. В настоящее время в большинстве стран ЦВЕ/БСС экономические затраты на отопление очень высоки из-за устаревшей технологии и отсутствия финансирования даже для профилактического ремонта. У потребителей имеется очень ограниченный выбор вариантов и уровней отопления и соответствующих расходов. С приходом рыночных отношений и появления конкурентного давления появилась возможность снижения стоимости отопления.

Коммерциализация предприятий в секторе теплоснабжения является обязательной для более низкозатратной системы теплоснабжения. Этот сектор отстает от других энергетических секторов по очевидным причинам технической неэффективности,

отсутствия подходящих инвесторов и опасности политического вмешательства в хозяйственные решения. Поэтому, промежуточным решением является акционирование и реструктуризация теплоснабжающих предприятий, отчуждение функций, которые не связаны напрямую с основной деятельностью (или которые на конкурентной основе может обеспечить частный сектор), следующее за этим внедрение строгой отчетности за прибылями и финансовой дисциплины (как в ближайшей, так и долгосрочной перспективе) для управляющего звена и работников. Коммерчески ориентированный сектор теплоснабжения смог бы привлечь финансирование либо в форме коммерческих займов, либо через участие частного сектора.

Реструктуризация энергетических секторов указанных стран должны принимать в расчет **взаимодействие между сектором электроэнергетики и теплоэнергетики**. Работа ТЭЦ и собственность на мощности теплопередачи со стороны электроэнергетических компаний создает тесные связи между ЦТ и сектором электроэнергетики в о нескольких крупных городах ЦВЕ/БСС. Интеграция секторов электроэнергетики и теплоэнергетики, что существовала в странах ЦВЕ/БСС в условиях централизованного планирования, развалилась, когда специализированные ТЭЦ и теплосети были выведены и отданы различным хозяевам. В краткосрочной перспективе, в условиях нарождающейся **конкуренции** за наиболее рентабельных потребителей ЦТ со стороны коммунальных газораспределительных предприятий и производителей газовых приборов, это может подставить под удар системы ЦТ. В конечном итоге это может поставить под удар разработку энергетически эффективных и экологически чистых технологий производства электрической и тепловой энергии, если сектор электроэнергетики будет настаивать на получении всех выгоды от комбинированного производства.

Для удовлетворения интересов обоих секторов существует два решения. Если собственность на ТЭЦ передается муниципальным предприятиям ЦТ, регулирование может быть ограниченно лишь одним аспектом - обеспечением ТЭЦ недискриминационным или льготным доступом к продаже своей электроэнергетической продукции государственной энергосистеме. Если собственность на ТЭЦ останется в руках энергетических компаний, регулирующие органы должны будут определить правила для установления цен на электроэнергию и тепло, поступающие от ТЭЦ, для того, чтобы оба продукта ТЭЦ - электроэнергия и тепло - могли быть конкурентоспособными на своих соответствующих рынках.

Соображения социального равенства (и переговоры по вопросам дуополии) обычно благоприятствуют **совместному использованию выгод совместного производства** между потребителями электроэнергии (все граждане) и потребителями тепловой энергии (меньшинство). Соображения политического характера в области энергетики/экологии обычно ведут к распределению большей части выгод от экономии в пользу ЦТ с целью содействия использованию энергосберегающего комбинированного производства. Так как имеется достаточно энергетических мощностей в большинстве стран ЦВЕ/БСС, инвестиционные потребности в электроэнергетике сравнительно низки. С другой стороны существует огромная потребность в инвестициях в модернизацию сектора теплоснабжения. Было бы

рационально передать большую часть преимуществ комбинированных затрат на какой-то период времени в пользу ЦТ для облегчения финансирования этих инвестиций. Здесь появился бы потенциал для снижения суммы оплаты за тепло, производимой потребителями и, вместе с тем, это вряд ли бы отразилось на сумме их оплаты за электроэнергию.

Опыт западноевропейских стран показывает, что специального **регулирования** сектора ЦТ не требуется. В то время как передача и распределение ЦТ обладает характеристиками естественной монополии, конкурирующие поставщики альтернативных видов топлива и систем отопления не зависят от доступа к системе распределения ЦТ. В нескольких странах ЦВЕ/БСС такая конкуренция на рынке тепловой энергии начинает показывать свою эффективность. Промышленные потребители все в большей степени отключаются от ЦТ и устанавливают свои собственные источники теплоснабжения. Со временем отключатся и другие группы потребителей. В настоящее время и в переходный период финансовые барьеры и отсутствие доступа к альтернативным системам теплоснабжения будут удерживать потребителей в жилищном секторе от переключения, таким образом мешая рыночным силам рационализировать неконкурентоспособные системы теплоснабжения без ненужных затрат. Это потребует эффективного регулирования, особенно в области розничного ценообразования в момент, когда еще недоступны альтернативные системы теплоснабжения или им мешает эффективно конкурировать старая нормативно-правовая база.

В то же самое время, **планирование теплоснабжения** является инструментом для содействия повышению эффективности при распределении скудных ресурсов путем создания исходной структуры для принятия инвестиционных решений в отношении местных рынков теплоснабжения. Компании ЦТ должны знать, какие участки сети ЦТ являются экономически нежизнеспособными для того, чтобы избежать долгосрочного инвестирования в эти участки. Газораспределительные компании должны знать, на каких участках зон обслуживания им нужно начать усовершенствовать свои газораспределительные системы, чтобы удовлетворить спрос со стороны внутридомовых газовых котлов. План по тепловой энергии, разработанный совместно всеми заинтересованными сторонами, действующими в секторе местного теплоснабжения, ускорил бы принятие решений со стороны энергоснабжающих компаний и потребителей. Поэтому хотя государственное планирование экономических мероприятий уже не практикуется в странах ЦВЕ/БСС, признается необходимость подготовки интегрированных генеральных планов по теплоснабжению.

Планирование теплоснабжения могло бы таким образом обеспечить механизм, который помог бы потенциальным инвесторам в новые генерирующие мощности ознакомиться с существующими тепловыми нагрузками. Это в свою очередь послужило бы основой для мощностей ТЭЦ в деле снижения затрат на топливо и его импорт, а также снижения выбросов CO_2. Путем проведения убедительного анализа существующего и будущего спроса на тепло и всей системы ЦТ, планирование теплоснабжения также оптимизировало бы всю систему, включая сторону потребления.

По сравнению с большинством других систем теплоснабжения, ЦТ обычно улучшает **топливную безопасность** страны, т. к. большая часть теплогенераторных установок способна работать на двух видах топлива. Такая гибкость в отношении топлива особенно важна в странах, которые сильно зависят от импорта топлива. Это преимущество ЦТ, скажем, над системой, использующей газ, в экономическом анализе не охватывается. Однако его можно включить в политическую структуру энергетического сектора путем, например, установления дифференцированных налогов и обязательных норм для развития энергетических систем, которые улучшат топливную безопасность.

Серьезные барьеры мешают реализации огромного **потенциала повышения энергетического КПД на стороне нагрузки** в области теплоснабжения, особенно в зданиях, подключенных к ЦТ. Две из наиболее важных мер, которые следует использовать для преодоления этих барьеров, предусматривают (1) формирование и обучение ассоциаций домовладельцев, которые должны принимать решения об инвестициях в места общего пользования и (2) предоставление этим ассоциациям и отдельным семьям доступ к финансированию.

Эффективное планирование теплоснабжения, а также решения об эффективных в отношении затрат инвестициях на стороне нагрузки и предложения, должны базироваться на **ценах**, которые дают реальную информацию и выравнивают игровое поле для заинтересованных сторон на рынках теплоснабжения. Имеется единодушие по основным принципам политики в области тарифов на электроэнергию:

- Тариф для каждой группы потребителей должен отражать полную стоимость подачи;
- Следует избегать перекрестного субсидирования между основными категориями потребителей;
- Начисление оплаты должно производиться на основе замеренного потребления.

Реформа цен вместе с инвестициями в модернизацию ЦТ и внедрение приборов учета и регулирования на уровне конечного потребителя преобразует прежде негибкие системы ЦТ в такие, на которые потребители могут оказывать влияние, в соответствии со своими желаниями и финансовыми возможностями.

6.3 Необходимость в стратегии переходного периода

Реструктуризированная, модернизированная и эффективная система теплоснабжения и спроса не может быть создана за один день. Ряд экономических, финансовых и институциональных преград мешают рационализации теплоснабжения в странах ЦВЕ/БСС:

- Высокая стоимость производства и ограниченная платежеспособность потребителей ЦТ усугубляются сочетанием тарифов, которые не покрывают затраты, и задолженности со стороны потребителей. Это общее утверждение не

учитывает больших колебаний между странами. В некоторых странах, таких как Польша, был достигнут весьма значительный прогресс.[107]

- ТЭО указывают на наличие широкого диапазона для инвестиций, снижающих затраты, которые смогут сократить разрыв между уровнем тарифа, покрывающим полную стоимость, и платежеспособностью среднего потребителя. Предельные издержки длительного периода (ПИДП) ниже, чем нынешняя экономическая стоимость подвода.[108] Тем не менее, реализация инвестиций в снижение затрат часто блокируется отсутствием финансирования и несовершенной макроэкономической и секторальной структурой.
- В ожидании решения вопросов собственности на квартиры, ответственность за осуществление необходимых инвестиций в здания и выявление институциональных механизмов для инициирования инвестиций задерживают в остальном очень выгодные инвестиции на стороне нагрузки, которые еще больше снизили бы сумму оплаты за тепловую энергию домохозяйств в ЦВЕ/БСС.
- Нерешенные вопросы собственности также существуют в небольших системах ЦТ, которые эксплуатируются промышленными компаниями, и в отношении индивидуальных котлов в ряде многоквартирных домов, которыми прежде владел муниципалитет и которые обслуживались муниципальной компанией ЦТ.

Начальным пунктом для достижения большей эффективности теплоснабжения является разрыв тесных связей, существующих между муниципальными предприятиями ЦТ и муниципальной политикой. Когда подвод ЦТ был передан муниципалитетам, ответственность на себя принял соответствующий отдел муниципалитета. Первым шагом в направлении того, чтобы придать ЦТ коммерческий характер является открытие счетов для предприятий ЦТ, отдельных от счетов городских властей. В отношении следующих шагов, хотя и не существует простых решений, ряд мер может улучшить ситуацию. Перечень, предложенный в последующих разделах, не является окончательным, но дает общее представление о возможностях. Меры сгруппированы по финансовым и фискальным мерам, которые упорядочивают хозяйственную деятельность и организационные вопросы.

---

[107] См. Раздел 5.2.5.

[108] В Тимишоаре в 1995 г. экономическая стоимость теплоснабжения в системе ЦТ оценивалась в 34 долл. США/МВт.ч, средний тариф был 4 долл. США и ПИДП подвода составляли 24 долл. США/МВт.ч. В Софии тариф на тепловую энергию в 1995 г. был 14 долл. США/МВт.ч, тариф на тепло, покрывающий краткосрочные издержки, составлял 25 долл./час, а ПИДП - 34 долл./МВт.ч.

6.3.1 Финансовые и фискальные меры

6.3.1.1 Реформы тарифов и налоговых платежей

Во многих странах ЦВЕ/БСС все еще трудно повысить тарифы на тепловую энергию до уровня полного покрытия расходов в течение короткого промежутка времени. Налоговая система, особенно в некоторых странах БСС, весьма неэффективна и налоговые доходы на муниципальном уровне не всегда могут быть достаточными для выплат субсидий, адресованных потребителям с низкими доходами. Многие государственные учреждения будут испытывать трудности при оплате топлива по более высоким ценам. Имеется риск, что более высокие тарифы приведут к повышению задолженности. Однако в качестве абсолютного минимума средний тариф должен покрывать полную стоимость эксплуатации и обслуживания и позволить компании ЦТ самой финансировать примерно 20% инвестиций в модернизацию системы ЦТ. Предлагаются следующие дополнительные меры.

- Норма амортизации рассчитывается в соответствии с постановлениями министерства финансов (или налоговых органов) в отношении амортизации активов, нематериальных ценностей и официально установленных таможенных стоимостей, а также актуализации стоимости активов. В первые годы после вступления на путь рыночной экономики, историческая номинальная стоимость активов не корректировалась по отношению к инфляции, которая в большинстве стран ЦВЕ/БСС достигала двух- или даже трехзначных цифр. Новые постановления разрешают устанавливать скидку на амортизацию на стоимость активов, скорректированных в отношении инфляции. Во избежание резких перепадов в тарифах корректировка до полной экономической стоимости амортизации должна быть проведена постепенно.[109] Для соответствия требованию более плавного перехода на тарифы, полностью покрывающие расходы, и на максимальный объем самофинансирования, амортизацию следует рассчитывать по двум различным уровням:

  - Для расчета налоговых платежей следует использовать предельно высокую допустимую норму амортизации и стоимость активов должна основываться на полной восстановительной стоимости минус аккумулированная амортизация.
  - Для расчета тарифа следует использовать реальную амортизацию экономической стоимости в тех городах, где потребители могут покрыть полную экономическую стоимость снабжения; в других городах амортизация должна быть установлена на уровне, который позволяет надлежащее самофинансирование инвестиций.

[109] В Польше процесс корректировки начался в 1995 г., когда предприятиям ЦТ разрешили сделать переоценку стоимости их активов. В тот год только 24% разницы между первоначальной стоимостью и стоимостью, скорректированной в отношении инфляции, могли быть включены в расчет амортизации; в 1996 г. были добавлены еще 38% и последние 38% в 1997 г.

- Другие меры по снижению налогового бремени включают:
  - Реальные возможности списания безнадежных долгов.
  - Уплату налогов по «чистым доходам после инвестиций» (100%-ое удержание налогов из инвестиций) или другие формы ускоренной амортизации в переходный период, скажем, в последующие 5 лет.
- Существующая дискриминация выработки тепловой энергии на ТЭЦ в форме тарифных правил, которые передают преимущество полных комбинированных затрат на тариф на электроэнергию, должна быть заменена на более равноправное отношение к тепловой и электрической энергии. В соответствии с руководящими принципами, по которым выгоды должны быть распределены равномерно, и как тепловая, так и электрическая энергия должны быть конкурентоспособными на своих соответствующих рынках, следует изучить для каждой ТЭЦ возможность передачи преимущества комбинированных затрат в пользу тепловой энергии на период в несколько лет. Это облегчит финансирование необходимых крупных инвестиций в модернизацию.

6.3.1.2 Субсидии и финансирование оборудования и потребителя

В большинстве стран ЦВЕ/БСС идет переход от субсидий на цены на энергию к социальным субсидиям. Выплаты социальной помощи должны компенсировать эскалацию затрат на жилье для семей с низкими доходами. Семьи, которые не способны оплатить свои счета за коммунально-бытовые услуги, должны подавать заявление на субсидию в муниципалитет, у которого имеется специальный (частично финансируемый государством) бюджет для этой цели. Семьи, которые выполняют условия, установленные муниципалитетом или администрацией, занимающейся оказанием социальной помощи, имеют право на субсидию. Субсидия обычно выплачивается официальному потребителю услуг поставщика. Например, если жилищный кооператив имеет договор с муниципальным предприятием ЦТ и жилец имеет право на субсидию, кооператив получает субсидию для уплаты предприятию ЦТ. Часто эти посредники не передают субсидию предприятию ЦТ. Во избежание такого отклонения, оплата семьями счетов за отопление и сопутствующие платежи субсидий муниципалитетами должны производиться непосредственно предприятию ЦТ.

Счета за теплоснабжение домохозяйств и других потребителей ЦТ могут быть значительно снижены, если здания имели бы хороший энергетический КПД, а потребители имели бы стимулы для потребления тепла в меньшем объеме. Система ЦТ является очень сложной системой и успешная стратегия реконструкции должна принять ее как систему, а не только как совокупность отдельных частей. На практике, тем не менее, стратегия реконструкции и соответствующие планы инвестиций часто разрабатываются отдельно в зависимости от собственности. Основными причинами для этого являются:

- Руководители предприятий ЦТ обычно неохотно реализуют меры на стороне нагрузки. В режиме регулирования "издержки - плюс" явно отсутствует стимул

для таких мер. Меры на стороне нагрузки направлены на снижение энергопотребления, таким образом, негативно сказываясь на уровне доходов.

- В соответствии с границами собственности предприятие не отвечает за какие-либо действия за пределами прибора учета, что обычно означает принятие мер внутри зданий.
- Меры на стороне нагрузки обычно имеют высокие нормы прибыли, но редко реализуются из-за институциональных и финансовых барьеров.

Поэтому существует риск, что меры по реконструкции в системе теплоснабжения будут реализованы, а на стороне нагрузки будут отложены. Таким образом, большой потенциал экономии энергии не будет использован и существенное снижение инвестиций из-за сниженной потребности в мощности не будет реализовано. Более того, качество услуг по теплоснабжению зависит от качества подвода, а также от качества оборудования потребителей. Предприятие ЦТ отвечает только за первое. Удовлетворенность потребителей и иногда их желание платить зависит от результатов взаимодействия. Пока жильцы и владельцы домов не имеют средств и организационной структуры для инвестиций в меры на стороне нагрузки, предприятие ЦТ будет вторым наилучшим вариантом для реализации мер на стороне нагрузки.

Обычно отдельный потребитель или ассоциация домовладельцев финансирует тепловое оборудование в зданиях, такое как теплопункты, внутренние трубы, термостаты и радиаторы. Но практически, такие виды оборудования - в частности, домовые теплопункты - являются неотъемлемой частью системы ЦТ. В проектах Всемирного Банка домовые теплопункты представляют собой обычные компоненты инвестиционного проекта. Они могут быть расширены за счет включения основных мер, которые обеспечат повышение качества обслуживания внутри здания, таких как установка наладочных или термостатических клапанов и т.д., если эти виды оборудования являются низкозатратными (см. Раздел 3.3). Затраты могут быть возмещены через взимание ежемесячного сбора с потребителя в течение нескольких лет. Общий счет за отопление не увеличиться из-за экономии. Если оборудование станет собственностью потребителей только после того, как стоимость будет возмещена предприятию ЦТ, оно могло бы амортизировать стоимость инвестиций, таким образом, уменьшая свои налоговые платежи.

6.3.1.3 Задолженность

Нужно принять серьезные меры для решения вопроса в отношении как дебиторской, так и кредиторской задолженности сектора теплоснабжения. Наиболее очевидной мерой в целях предотвращения дальнейшего роста задолженности было бы либо отключение теплоснабжения, либо требование предоплаты (внесение депозита) от потребителей, которые в прошлом не смогли вовремя внести оплату. Наложение высоких штрафов за задержку оплаты или предоставление скидок за своевременную оплату также является вариантами, которые можно попробовать применить. Для решения вопроса с накопившейся задолженностью, имеется несколько вариантов: отключение теплоснабжения, если очевидно, что предприятие имеет средства;

переговоры о реструктуризации задолженности по оплате с использованием льготных процентных ставок вместо высоких штрафов; начало процесса банкротства против должников; взаимозачет долгов; и продажа прав на инкассо со счета либо инкассатору, либо предприятию/агентству, которое способно принимать на себя долги или обменивать их на другую компенсацию. Наилучшее сочетание решений должно определяться для каждого конкретного случая, в зависимости от конкретных характеристик и обстоятельств, связанных с тем или иным задолженником. В то же самое время должен быть создан открытый и прозрачный механизм регулирования, как для дебиторской, так и кредиторской задолженности, с целью сведения к минимуму каких-либо возможностей и стимулов для уклонения от налогов и мошенничества. Этот механизм должен быть подкреплен регулярными и подробными аудиторскими проверками, проведенными независимым аудитором, подотчетным муниципальному органу. И, наконец, муниципальные органы должны принять меры для того, чтобы найти средства для оплаты счетов за отопление муниципальных объектов и платежей социальной помощи для семей с низкими доходами, через более строгое соблюдение бюджетных расходов по другим статьям и/или путем улучшения собираемости доходов.

6.3.2 Упорядочение видов хозяйственной деятельности

Важным средством снижения затрат на теплоснабжение является упорядочение видов хозяйственной деятельности предприятий ЦТ путем избавления от убыточных видов и развития других, в которых компания чувствует себя конкурентоспособной, таким образом, концентрируясь на своих основных видах деятельности. Основной вид деятельности - это деятельность, которая отличает экономическую деятельность компании от сферы деятельности других предприятий и создает конкретный отраслевой опыт работы с определенным производственным процессом. Основными видами деятельности предприятий ЦТ является выработка тепла (производственное планирование и эксплуатация котлов являются основными видами деятельности), распределение тепла (планирование теплосетей, эксплуатация и обслуживание сетей и подключение потребителя являются основными видами деятельности) и энергетические услуги (маркетинг и работа на договорных началах являются основными видами деятельности).

6.3.2.1 Рационализация основной деятельности

Тепловое планирование - устранение убыточных участков в теплоснабжении. Проведение рыночных реформ привело к конкурентной борьбе за потребителей тепловой энергии между местными предприятиями ЦТ и газораспределительными компаниями. В новых жилых массивах, за пределами существующих зон обслуживания ЦТ, выбор теплоснабжения может быть оставлен на усмотрение рыночных сил. Свободная конкуренция среди существующих потребителей ЦТ представляет большую проблему. Если некоторые потребители на участке системы ЦТ переходят на природный газ, стоимость подачи для остающихся потребителей возрастает. Было бы более экономичным закрытие в плановом порядке неэкономичных участков системы ЦТ, чем позволить рынку сделать это частями. Поэтому, должен быть подготовлен

план теплоснабжения под ответственность муниципалитета с активным участием экспертов предприятия ЦТ и других поставщиков энергии.

По очевидным причинам переключение на природный газ снижает стоимость теплоснабжения для таких потребителей. Тем не менее, из-за того, что план по теплоснабжению ведет к ликвидации большинства неэкономичных участков системы ЦТ, средняя стоимость снабжения ЦТ также будет снижена.

Отключение убыточных систем централизованного пароснабжения - использование лизинга. Предприятия ЦТ должны удостовериться в эффективности затрат при продолжении пароснабжения промышленных потребителей. Имеется мало экономичных систем пароснабжения; большинство представляют собой коммерческое бремя вместо перспективных возможностей для предприятий ЦТ. При неэкономичных системах, переход на индивидуальное производство пара снижает экономическую стоимость потребления пара. В условиях когда ЦТ подает пар по убыточным тарифам промышленным потребителям[110], закрытие паровой системы снизило бы затраты и средний тариф на тепловую энергию.

Когда предприятие ЦТ закрывает систему централизованного пароснабжения, оно обязано в рамках своих долгосрочных договоров помогать своим промышленным потребителям во время их перехода на собственное производство пара. Некоторые компании будут способны и желают сами финансировать свои собственные агрегаты по выработке пара. Финансовое состояние других не даст возможности сделать это. Таким потребителям предприятие ЦТ могло бы предложить в аренду системы по выработке пара, в совокупности с договорами на сопутствующее техобслуживание или эксплуатацию и техобслуживание. Большинство предприятий ЦТ нуждается в финансовых ресурсах для финансирования соглашения о лизинге и вынуждены объединяться с профессиональной лизинговой компанией для обеспечения финансовых средств. Роль предприятия ЦТ в таком совместном предприятии состояла бы в обеспечении контактов с потребителями и в предоставлении технического содействия в планировании, проектировании, установке, эксплуатации и обслуживании систем по выработке пара.

[110] Конкуренция со стороны газораспределительных компаний заставляет предприятия ЦТ установить тарифы на пар ниже себестоимости. До середины 90-х годов ситуация была обратной: предприятия ЦТ взимали повышенную оплату с промышленных потребителей для субсидирования не покрывающего затраты снабжения потребителей в жилом секторе, которое не покрывало издержки.

6.3.2.2 *Рационализация неосновных видов деятельности*

Продажа побочных видов деятельности. Ряд предприятий ЦТ занимается такими видами деятельности, как тепличное хозяйство и изготовление труб, которые не относятся к повседневным основным функциям ЦТ. Такие виды деятельности следует продать, так чтобы компания сконцентрировалась на своей основной деятельности и не было бы соблазна для перекрестного субсидирования одной деятельности другой. Доход от таких продаж мог бы быть использован для софинансирования инвестиций ЦТ.

Коммерциализация вспомогательных видов деятельности. Внутри самой компании ЦТ обычно оказывается ряд услуг, которые не присущи для ЦТ. Во многих случаях рынок, как и альтернативные поставщики за пределами компаний, начинает предлагать свои услуги по этим видам обслуживания, таким как транспортные и обслуживание зданий. Эти услуги должны быть коммерциализированы и конкурировать на условиях несубсидирования с внешними поставщиками в борьбе за внутренние услуги, также за услуги, продаваемые внешним потребителям.

6.3.3 *Упорядочение организации предприятий централизованного теплоснабжения.*

За упорядочением хозяйственной деятельности должно последовать упорядочение организационной структуры компаний ЦТ. Поскольку выбор организационной структуры сопряжен с компромиссами, на начальном этапе разработки организационной структуры предстоит выявить наиболее важные цели, которые нужно учесть. Этими целями являются содействие в повышении эффективности управления, помощь в финансовых инвестициях в ЦТ, содействие максимальной прозрачности в установлении цен и тарифов и упор на потребности организации в корректировке типовой модели, переход к которой произошел в ее внешней среде.

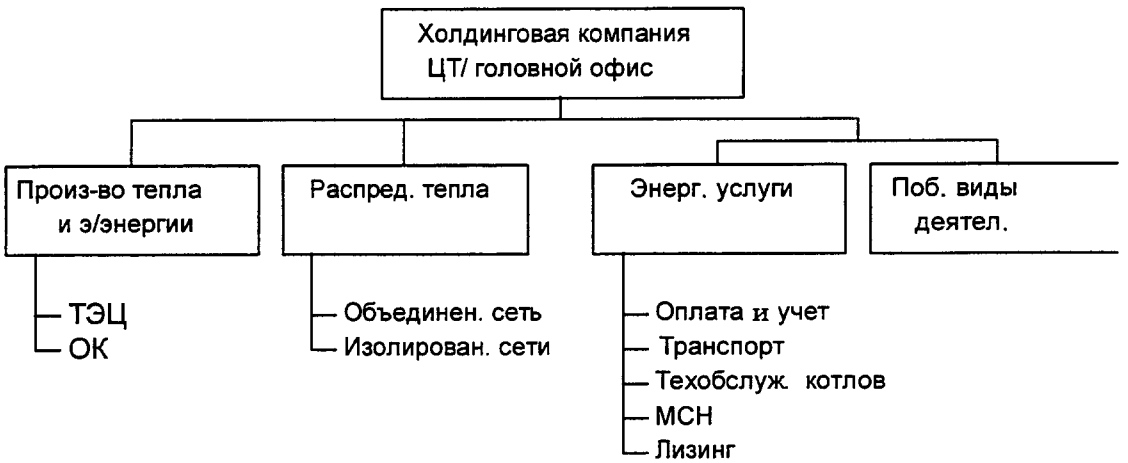
Эффективным способом для достижения вышеуказанных целей является структуризация компаний ЦТ вокруг четырех приоритетных задач при реструктуризации теплоснабжения:

- Обеспечение финансирования и введение бухгалтерского учета на основе затрат;
- Рационализация производства тепловой энергии;
- Рационализация передачи и распределения тепловой энергии;
- Разработка новых коммерческих отношений с поставщиками и потребителями.

Общая организационная схема для такой структуры показана на Рис. 6-1. Компания должна быть холдинговой компанией с тремя дочерними компаниями, организованными в виде независимых акционерных обществ, или одной компанией с тремя подразделениями, каждое из которых имеет собственные бухгалтерские счета и структуру управления. Такая структура все больше становится нормой в

западноевропейских энергетических компаниях и, вероятно, также станет доминирующей формой организации в ЦВЕ/БСС.

РИС. 6-1. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА КОМПАНИИ ЦТ



6.4 Роль Группы Всемирного Банка

Всемирный Банк может внести свой вклад в повышение эффективности сектора теплоснабжения в ЦВЕ/БСС через ряд действий, которые включают финансирование инвестиций в инфраструктуру, а также техническое содействие, с тем, чтобы:

- Поддержать политические реформы в энергетическом секторе, которые позволяют ввести тарифы с возмещением всех затрат для всех видов энергии, и устранить барьеры для конкуренции между видами топлива. Займы на структурную стабилизацию и инвестиционные займы в энергетическом секторе, а также адресная техническая помощь являются потенциальными инструментами.
- Устранить разрыв между электроэнергетическим и теплоэнергетическим секторами через политические и нормативно-правовые реформы. Вдобавок, Банк мог поддержать правительство и регулирующие органы при анализе затрат и выгод изменения распределения затрат в мощностях комбинированного производства в пользу ЦТ.
- Продолжать поддерживать конкретные инвестиции в модернизацию инфраструктуры ЦТ, там где ЦТ конкурентоспособно. В муниципалитетах, где часть или вся система ЦТ неконкурентоспособна, следует активно поддерживать переход на более децентрализованные системы отопления.

- Поддерживать инвестиции по повышению энергетического КПД зданий, как неотъемлемую меру проектов ЦТ, а также проектов жилищного сектора. Деятельность КОЭУ в этой сфере должна поощряться.
- Содействовать инвестициям в комбинированное производство. Это не должно ограничиваться проектами частного сектора, которые финансируются МФК. Всемирный Банк должен рассмотреть финансирование проектов ТЭЦ муниципальными предприятиями теплоснабжения. Гарантии Всемирного Банка были бы еще одним инструментом для поощрения инвестиций частного сектора в экологически чистые технологии в странах, где все еще существуют значительные риски. Такими возможностями являются проекты, софинансируемые в рамках Совместной Реализации или с помощью проекта GEF или фонда "Прототип углерода" (Prototype Carbon Fund).
- Включать инвестиции в теплоснабжение и меры на стороне нагрузки как часть муниципальных проектов развития, поскольку субсидии на отопление, а также счета на отопление общественных зданий обычно занимают большую долю муниципальных бюджетов.
- Частный сектор мог бы принять на себя многие виды деятельности, прежде выполняемые муниципальными предприятиями теплоснабжения и жилищного ремонта. Займы на развитие частного сектора и проекты, поддерживающие малые и средние предприятия, могли бы помочь в передаче этих видов деятельности частному сектору.

И, наконец, настоящее исследование показало необходимость более подробного изучения ряда вопросов, относящихся к теплоснабжению, чем удалось сделать в данной работе. Следующие темы могли бы быть использованы для дальнейшего исследования и изучения вопросов теплоснабжения:

- Влияние различных схем для распределения затрат производства на установках комбинированного производства тепловой и электрической энергии на тарифы на тепловую и электрическую энергию и на доход потребителей тепловой и электрической энергии. Рекомендуется, чтобы это было сделано на основе конкретных исследований локального или регионального уровня.
- Роль и потенциал централизованного теплоснабжения и комбинированного производства в снижении выбросов газа теплиц. Использование ТЭЦ ведет к существенному энергосбережению и снижению местных и общих выбросов. Финансированию через GEF, совместную реализацию или фонд "Прототип углерода" в настоящее время уделяется все больше внимания.
- Технические варианты, финансирование и замена ТЭЦ на ОК. При снижении затрат у небольших агрегатов комбинированного производства, ТЭЦ становится почти жизнеспособным вариантом также в небольших системах ЦТ, где стоимость ЦТ на базе ОК обычно выше, чем в более крупных системах. Проблемы остаются с финансированием и выбором механизма доставки. Эти небольшие ТЭЦ могли бы работать на промышленных предприятиях, например, в виде совместного предприятия компаний в промышленном секторе и

локальными или региональными энергетическими компаниями. Вдобавок, правовая и нормативная база нуждается в пересмотре для устранения барьеров, дискриминирующих комбинированное производство.

Воздействие промышленных и крупных коммерческих потребителей, покидающих сеть ЦТ, и стратегия компании ЦТ, направленная на удержание их как потребителей тепла, горячей воды и пара.

- Роль местного самоуправления в секторе теплоснабжения при выборе режимов теплоснабжения, планировании теплоснабжения, утверждении тарифов, лицензировании, и т.д., а также поддержка и обучение, в которых они нуждаются для выполнения указанных задач.
- В некоторых республиках бывшего Советского Союза, таких как Армения, Грузия, Кыргызстан и Молдова, уровни доходов населения намного ниже, чем в других республиках. Например, в Кыргызстане ВВП на душу населения в 1998 г. составлял около 350 долл. США, а среднегодовая сумма оплаты за отопление домохозяйств, обслуживаемых ЦТ, составляла примерно 100 долл. США. Цифры в других странах такие же и они показывают, что дохода большинства домохозяйств не будет хватать для оплаты полной стоимости тепловой энергии, поступающей от ЦТ и других систем в тех же самых объемах. Простое улучшение термальных характеристик зданий, повышение эффективности систем ЦТ или замена централизованного отопления децентрализованным (и таким образом несколько снижая затраты) не решит эту основную проблему. С другой стороны, климат в этих странах требует определенного количества тепла для соответствия санитарным нормам и для защиты инфраструктуры от ее дальнейшего серьезного ухудшения. Поэтому, рекомендуется разработать стратегию в области теплоснабжения для стран с низкими доходами, находящимися в переходном периоде, с выявлением технических и институциональных решений, которые приведут к такой инфраструктуре теплоснабжения, которая будет устойчивой в финансовом, социальном и экологическом плане. Анализы должны учитывать развитие источников топлива, цены на топливо и другие энергетические субсекторы; конкурентоспособность различных технических вариантов на стороне подвода и нагрузки; ограничение платежеспособности и желание конечных пользователей вносить оплату; институциональные вопросы; экологические последствия; финансовые требования; и наличие финансирования. Они не будут концентрироваться лишь на существующих системах централизованного отопления, но охватят также системы децентрализованной системы отопления, которой пользуется подавляющее большинство населения. Исследования также должны изучить нынешние институциональные и организационные мероприятия по теплоснабжению в каждой стране, рекомендовать институциональные и финансовые механизмы доставки, которые позволят оказывать услуги населению в области теплоснабжения более эффективно и полностью на коммерческой основе, включая участие частного сектора. Стратегия в области теплоснабжения, таким образом, также способствовали бы переходу к

доступным услугам теплоснабжения и образовали бы основу для того, чтобы определить в какие сферы следует производить инвестиции.

Приложение А

Деятельность Всемирного Банка в секторе теплоснабжения

Таблица. А – 1. ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ ВСЕМИРНОГО БАНКА В ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
А. ПРОЕКТЫ, ЗАТРАГИВАЮЩИЕ В ОСНОВНОМ СТОРОНУ ПОДАЧИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ			
ПОЛЬША, **РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ** 1991-1999	739/203	• Снижение потерь воды/тепла и улучшение качества воды • Реализация программы установки приборов учета • Программа реконструкции инженерного оборудования, автоматизации и управления нагрузкой • Внедрение системы управления взаимозависимым режимом работы • Замена маленьких котлов.	Реализация программ оптимизации в Гданьске, Гдыне, Кракове и Варшаве проходит удовлетворительно. Во всех городах были достигнуты значительные успехи в повышении КПД. Медленные темпы осуществления из-за финансовых ограничений и других факторов.
КИТАЙ **ПРОЕКТ ПО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ В Г. ПЕКИНЕ,** 1991 – 1998 гг.	299/125	• Строительство высокотемпературной системы водяного отопления для централизованного теплоснабжения для борьбы с загрязнением воздуха от сжигания угля и бытовых отходов.	Реализация проекта проходит хорошо. Тарифы на теплоснабжение были подняты примерно на 80% в ноябре 1995 г. и в январе 1996 г., но они все еще недостаточны.
ЭСТОНИЯ **ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ И**	65/39	• Переоборудование небольших котельных на использование местных видов топлива (торф, древесина) и замена	Общие темпы осуществления проекта по физическим показателям удовлетворительные.

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ 1994 – 1999 гг.		котельных • Реконструкция системы ЦТ • Модернизация электростанции (ТЭЦ)	Для реконструкции оборудования ЦТ были проведены тендеры на выполнение подрядных работ.
ПОЛЬША. **ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ В Г. КАТОВИЦЕ** 1995 – 2000 гг.	93/45	• Снижение потерь воды • Улучшение качества воды • Снижение теплопотерь • Автоматизация, регулирование и установка приборов учета на теплопунктах • Мониторинг работы теплосетей • Регулирование неустановившегося течения • Программы по ликвидации и переоборудованию небольших котельных	Реализация проекта проходит удовлетворительно, но медленнее, чем намечалось по плану из-за финансовых затруднений в РЕС (предприятие централизованного теплоснабжения) и других факторов. Повышение КПД, произведенное в 1992 – 1994 гг., уже приносят результаты в отношении экономии затрат и существенного снижения потерь воды и тепла.
ЛАТВИЯ **ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ В Г. ЕЛГАВЕ** 1995 – 2000 гг.	18/14	• Программа нацелена на перевод системы на режим с неустановившимся течением • Увеличение КПД котельных • Борьба с течью • Установка приборов учета тепла • Ликвидация вредных для окружающей среды котельных, работающих на угле с низкими дымовыми трубами	Общий темп осуществления проекта - удовлетворительный. Автоматизированные теплопункты и приборы учета тепла экономят 30% тепла в год. Трубопроводные работы снизили на 50% объем подпиточной воды в магистральных теплосетях. Осуществление компонентов проекта, касающихся усовершенствования КПД котельных и ликвидации низких дымовых труб, планируется произвести в течение лета 1997 г.
ЛИТВА **ГЕОТЕРМАЛЬНЫЙ ДЕМОНСТРАЦИОННЫЙ ПРОЕКТ В Г.**	18/6 7 (проект GEF)	• Показать осуществимость использования и ценность низкотемпературных геотермальных вод для целей ЦТ • Снижение выбросов типа	

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
КЛАЙПЕДА 1997 – 1999 гг.		тепличного газа и SOx	
БОСНИЯ **АВАРИЙНОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**, 1996 – 1998 гг.	?/20	• Восстановление ЦТ в Сараево: котельные, распределительные сети, теплопункты, центры дистанционного управления, монтаж внутридомового оборудования и установка приборов учета тепла	
КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА **ПРОЕКТ ПО ЭЛЕКТРОСЕТЯМ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННОМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЮ** 1996 – 1999 гг.	98,2/20 (25,4) (25,6) (17,9)	• Реструктуризация тарифов на электроэнергию • Программа снижения технических потерь в энергосистеме • Снижение потерь в трубопроводах теплосетей и замена изоляции • Ввод в действие турбины для ТЭЦ	Заем был предоставлен в 1996 г. В мае 1998 г. был одобрен дополнительный кредит в 15 млн. долл. США для покрытия перерасхода средств в компоненте реконструкции ТЭЦ.
СЛОВЕНИЯ **ПРОЕКТ ПО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ** 1996 – 2001 гг.	38/24	• Переоборудование котельных и бытовых систем отопления, использующих виды топлива, загрязняющие окружающую среду на полностью сгорающие виды топлива и экологически чистые отопительные системы.	Заем был предоставлен в 1997 г. В течение пилотного периода в 3 месяца в 1995 г. были одобрены займы на переоборудование 193 бытовых отопительных систем и 5 котельных примерно на сумму 1,5 млн. немецких марок.
РОССИЯ **ПРОЕКТ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КПД** 1996 – 2002 гг.	?/70	• Увеличение КПД энергопользования, особенно в ЦТ и электроэнергетике • Поддержка программы реформ правительства через техническое содействие	

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
ЧЕШСКАЯ РЕСПУБЛИКА. **КОМБИНИРОВАННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА В Г. КЛАДНО** 1997 г.	375/125	• Модернизация и расширение ТЭЦ, работающей на угле/газе, которая снабжает теплом промышленные объекты и г. Кладно	Проект МФК вступает в действие в 1997 финансовом году
РОССИЯ **ТЕПЛОВАЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ ДЛЯ СЕВЕРСТАЛИ** 1998 г.	102/67	• Новая электростанция для комбинированного производства на газе, которая снабжает теплом (и электроэнергией) крупное сталелитейное производство и местные теплосети	Проект МФК, вступает в действие в 1998 финансовом году
В. ПРОЕКТЫ, ЗАТРАГИВАЮЩИЕ В ОСНОВНОМ, СТОРОНУ ПОТРЕБЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ			
ЛИТВА **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КПД ЖИЛОГО ФОНДА** 1996 – 1999 гг.	21/10	• Реконструкция жилых зданий для повышения энергетического КПД • Реконструкция школ для повышения энергетического КПД • Техническое содействие для потенциальных заемщиков	Заем вступает в силу в 1997 финансовом году Были подписаны кредитные соглашения с 35 ассоциациями домовладельцев и к марту 1999 г. инвестиции были реализованы в 7 школах. Обширная учебная программа для консультантов в области энергетики и ассоциации домовладельцев.
РОССИЯ **ПЕРЕДАЧА ЖИЛИЩНОГ**	?/300	• Реконструкция инженерного оборудования 350 тыс.	Заем вступает в силу в 1997 финансовом году. Базовая программа установки

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
О ФОНДА ПРЕДПРИЯТИЙ 1996 – 2002 гг.		квартир в 3500 зданиях 6 городов • Техническое содействие в произведении замеров при производстве тепла, распределения и потребления тепловой энергии (разработка базовых данных, организация системы выставления оплаты и мониторинга).	приборов учета тепла и другого измерительного оборудования зданий завершена в 1997 г. Приборы учета установлены в 360 зданиях; 72 здания были отремонтированы в 1998/99 гг. В 53-х центральных теплопунктах были установлены приборы учета тепла
ОБЩАЯ СУММА ЗАЙМОВ ПО ПРОЕКТАМ НА СТАДИИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ (A+B)	**1078**		
C. ПРОЕКТЫ НА СТАДИИ ПОДГОТОВКИ			
УКРАИНА **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЦТ В КИЕВЕ** 1998 – 2002 гг.	370/200	• Реконструкция и замена старых котлов, установка новых; • Усовершенствование сети на магистральных перекачивающих и распределительных трубопроводах • Установка автоматизированных теплопунктов • Компонент институциональной поддержки: обучение, оборудование и программное обеспечение для целей управления проектом, пересмотр тарифов на тепловую энергию и их структуры	Проект представлен Совету директоров Всемирного Банка 5/98

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
УКРАИНА **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В Г. СЕВАСТОПОЛЕ** 1998 – 2000 гг.	35/30	• Поддержка при организации децентрализованного теплоснабжения • Поддержка становления нового предприятия теплоснабжения	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году
РОССИЯ **МУНИЦИПАЛЬНОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ** 1998 – 2002 гг.	?/100	• Инвестиции примерно в 5 городах в реконструкцию теплосетей и/или перевод на отдельные котлы в зданиях, а также в меры на стороне нагрузки	Заем вступит в силу в 2001 финансовом году
ЛАТВИЯ **РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЦТ В Г. РИГА**	?/30	• Реконструкция систем ЦТ • Поддержка мер по стабилизации предприятий ЦТ	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году
ЛИТВА **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КПД И КПД ЦТ**	?/30	• Реконструкция системы теплоснабжения г. Вильнюса	Заем вступит в силу в 2001 финансовом году
БОЛГАРИЯ **ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ**	?/65	• Реконструкция систем ЦТ в городах София и Перник • Добавление комбинированного производства к этим системам	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году
ПОЛЬША **ПРОЕКТ ПО ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ И ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ**	?/50	• Использование геотермальных вод для ЦТ	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году
ВЕНГРИЯ **ИСПОЛЬЗОВ**	?/60	• Переоборудование ОК в комбинированное производство с	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году

Дата утверждения проекта и его завершения	Стоимость проекта / сумма займа (млн. долл. США)	Основные компоненты проекта	Состояние (на 1998 г.)
АНИЕ БИОМАССЫ В РАМКАХ ПРОЕКТА GEF "ГЛОБАЛЬНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ"		использованием биомассы	
УКРАИНА **РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ В Г. КИЕВЕ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КПД** 1998 – 2002 гг.	?/30	• Реконструкция инженерного оборудования в школах и больницах в г. Киеве с целью повышения экономии электроэнергии	Заем вступит в силу в 2000 финансовом году
ОБЩАЯ СУММА ЗАЙМОВ ПО ПРОЕКТАМ НА СТАДИИ ПОДГОТОВКИ (С)	**795**		

Рамка А–1. Проекты по централизованному теплоснабжению в Польше

К настоящему времени результаты по проектам теплоснабжения **в польских городах Гданьске, Гдыне, Катовице, Кракове и Варшаве** получены весьма удовлетворительные. Реализация программ оптимизации в этих пяти городах с 1992 г. дало:

- снижение общих потерь тепловой энергии на 15 – 24% от их уровня 1992 г.;
- снижение потерь воды до 28 – 62% от уровня до начала проекта; и
- значительное улучшение качества воды, что позволило осуществить меры по сохранению энергии в зданиях (автоматизация теплопунктов).

Вдобавок:

- Почти 100% закупаемой тепловой энергии, а также крупная доля продаж тепловой энергии в настоящее время замеряются.
- Загрязнение воздуха существенно снизилось в результате достигнутой экономии энергии и когда вместо небольших, работающих на угле, неэффективных котельных, стали использовать магистральные теплосети, либо перешли на использования газа.
- В результате достигнутой экономии энергии, источники тепловой энергии (ТЭЦ) в настоящее время испытывают снижение продаж тепловой энергии. Это позволило закрыть устаревшие производственные мощности или, как в некоторых городах, протянуть теплосети в те районы, где ЦТ конкурентоспособно или продолжить ликвидацию котельных.
- Предприятия ЦТ существенно улучшили свои коммерческие показатели благодаря снижению дебиторской задолженности, а в некоторых случаях благодаря превышению финансовых требований займов более чем на 100%.
- Что касается отраслевой политики, то прямые субсидии потребителям в жилищном секторе снизились с почти 80% стоимости 1991 г. до примерно 6%, в среднем для Польши в целом и фактически до нуля в вышеуказанных пяти городах. Такое снижение субсидий стимулирует внедрение мер по повышению энергетического КПД и сохранению энергии на уровне конечного потребителя. Ценовые субсидии, прежде предоставляемые некоторым жилищным кооперативам на централизованное теплоснабжение, в настоящее время используются для улучшения энергетического КПД зданий (измерений в отдельном здании и улучшение состояния внутридомовых теплоэнергетического оборудования и внешней изоляции здания).

Нижеприведенные конкретные результаты по одному из польских заемщиков (данные базируются на стандартизованных градусо-днях):

Экономия энергии (замеренная как снижение закупок тепловой энергии, исключая результаты программы ликвидации отопительных котельных) в период с 1994 по 1996 гг. составила 15% и достигнет, по меньшей мере, 25% ко времени завершения проекта в 1998 г. Усовершенствование сети дало примерно одну треть этой экономии, а меры по сохранению энергии на уровне теплопунктов – остальные 2/3.

Снижение выбросов благодаря ликвидации отопительных котельных, работающих на угле (не считая снижения выбросов, в результате уменьшения потребности в насосных установках на 33%, и снижения закупок тепла у источников тепловой энергии), выглядит следующим образом:

SO_2:	15 %	NOx:	10 %	Зола:	22 %	CO_2	16 %

Источник: Рашид Бенмессауд, 1997, и Арто Нуоркиви, 1998

Рамка А – 2. Проект по централизованному теплоснабжению в Латвии.

Проект по ЦТ в Елгаве, Латвия, начался в 1995 г. Он продвигается хорошо, с опережающими темпами и с меньшими затратами, чем заложено в смете. На июль 1997 г. проект был реализован примерно на 80%. Появились некоторые воодушевляющие результаты:

- *Экономия в результате автоматизации.* Примерно половина зданий в настоящее время имеет автоматические теплопункты. Это привело примерно к 25%-му снижению потребления тепла в автоматизированных зданиях, где экономия доходила до 40%. Городской совет решил распределить эту экономию между жильцами и предприятием ЦТ, которое устанавливала теплопункты.
- *Снижение потерь в сети и трубопроводах.* После того как реализация запланированной программы по трубопроводам составила примерно 60% (примерно 1/3 от первоначальной длины сетей предприятия), потери воды были снижены примерно на 60%, а потери тепла на 37%. Коррозия трубопроводной сети снизилась с 14% в год до менее 5% из-за улучшения качества внутренней воды и, предварительно изолированных труб.
- Общий КПД топлива при производстве тепловой энергии возрос с 79% до 85%. Коррозия трубопроводов в котельных снизилась с 33% до 8% в год и котельные теперь работают на мазуте, который поставляется конкурирующими компаниями, работающими с мазутом, на постоянной основе, таким образом, способствуя получению лучших предложений по цене со стороны газоснабжающей компании.
- *Экономия затрат в результате закупок на тендерной основе.* Первоначально на этапе оценки проекта для оборудования использовался «скандинавский уровень цен». Однако конкурсные торги, в соответствии с правилами Банка, приводят в некоторых отношениях к значительным снижениям цен. Поэтому затраты на реализацию проекта в целом, примерно на 10% ниже, чем ожидалось. Это могло быть обусловлено двумя факторами: (а) процедура торгов по-скандинавски не так строга, как процедуры Банка и ведет, в некоторых случаях к «договорным ценам»; (б) большая часть оборудования фактически производится в Эстонии по лицензиям Финляндии и Швеции (что является признаком передачи технологии).
- *Дальнейшее снижение теплопотерь в результате комбинированного производства.* Теперь, когда система ЦТ была реконструирована и стал возможным подвод тепла с любого источника, Елгава желает снизить затраты на производство тепловой энергии еще больше путем лучшего использования существующей частной ТЭЦ, которая продает тепловую энергию системе. Предприятие ЦТ готово вступить в долгосрочное соглашение по закупке тепла, с учетом индексации, с ТЭЦ.

Источник: Пентти Аро, 1998 г.

Приложение В

Определение потребности в тепловой энергии - Анализ рынка

Анализ рынка услуг по теплоснабжению

В холодном климате потребность в услугах по теплоснабжению весьма существенная. В странах, в которых инфраструктурные секторы становятся все более конкурентоспособными, компании, занимающиеся теплоснабжением, в конечном итоге будут вынуждены провести анализ рынка. Как правило, он ставит целью определение видов продуктов, поставляемых на рынок, типов рыночных сегментов и, в итоге, размера рынка. При этом могут быть приняты те же самые инструменты и подходы, как и при выполнении обычного анализа рынка. Сюда входит:

- Определение продуктов. Дополнительно к традиционным видам продуктов, таких как горячая вода для отопления помещений, горячая вода для коммунально-бытового водоснабжения (ГВКБВ), и пар, начинают появляться новые продукты, так называемые новые энергетические услуги.
- Определение сегментов рынка и размеров его. Кто является потребителями? Каковы потребности, которые могут быть покрыты продуктами (например, могут ли природный газ, и централизованное теплоснабжение использованы для целей охлаждения)?
- Определение стратегии маркетинга. В прошлом, фактически не проводились маркетинговые исследования в отношении услуг теплоснабжения. Виды и объемы услуг теплоснабжения определялись органами планирования. В будущем, компании, занимающиеся энергоснабжением, должны будут заняться эффективной маркетинговой деятельностью для того, чтобы сохранить старых и привлечь новых потребителей.

Рынок для традиционных продуктов

В контексте этого исследования основным продуктом является тепловая энергия, которая охватывает такие сферы как теплоснабжение в целях отопления помещений, ГВКБВ, горячую воду и пар для производственных нужд. Потребность в этих конечных продуктах может быть удовлетворена различными энергоносителями, которые преобразуются путем использования различных технологий. После определения объема конечных продуктов, энергоносителей и технологий, следующим шагом будет определение количества этих продуктов и, затем, полученных в результате этого объемов промежуточных и первичных затрат. Фактически, должна быть смоделирована вся энергетическая цепочка, принимая в расчет эффективность и потери на различных уровнях (см. Рис. В– 1 и В – 2).

Определение спроса на тепловую энергию

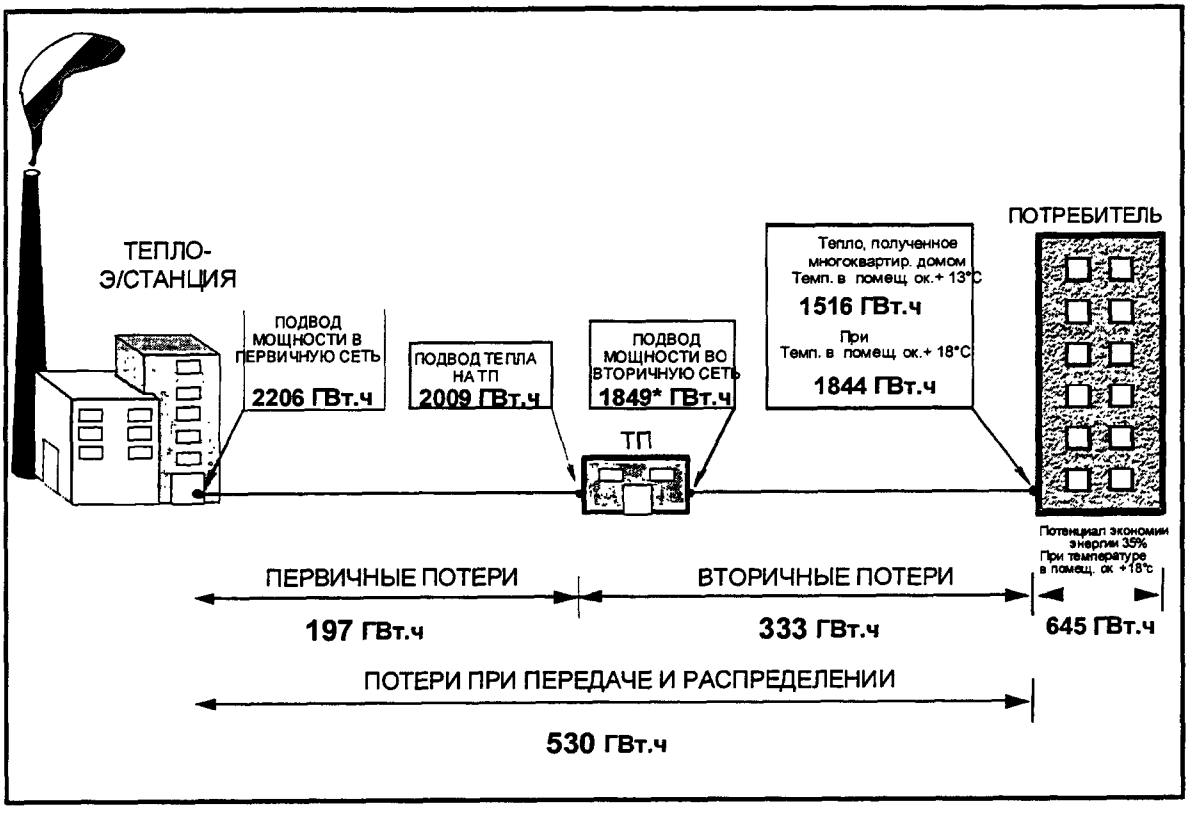
Размер рынка обычно определяется конечным спросом на тепло. Эта величина ни в коем случае не является фиксированным или значением, определенным естественным образом. Климатические, физические и другие факторы сильно влияют на спрос на тепло, но в системах, основанных на рынке, экономические и социальные факторы также играют важную роль. И последним моментом, но не менее важным, является то, что сама система теплоснабжения определяет и воздействует на объем спроса на тепло.

Обычно выполняют следующие процедуры:

- Расчет спроса на тепло в соответствии со стандартами и нормами, существующими на момент строительства. Обычно эти цифры можно найти, например, в департаментах городского планирования. Следует принять во внимание, что эта величина является гипотетической цифрой, и что фактическая потребность в тепле будет отличаться по различным причинам. Например, нормы потребности в тепле основываются на конкретных строительных материалах. В реальной жизни могут быть использованы разные материалы, например, при отсутствии первоначально предусмотренных материалов.
- Если несколько потребителей подключены к одной теплоэнергетической установке или источнику энергии, должен учитываться коэффициент одновременности. Поскольку не все потребители использует поставляемую энергию одновременно, коэффициент одновременности не превышает единицу – обычно примерно 80 – 85% уходит на отопление помещений, и даже ниже для ГВКБВ, в зависимости от технологии подготовки горячей воды.
- В сетях и системе передачи происходят определенные потери тепла и воды. В странах Восточной Европы и бывшем Советском Союзе (СВЕ / БСС) очень трудно определить или же даже примерно подсчитать такие потери, поскольку не хватает измерительного оборудования. В крупных системах ЦТ измерительное оборудование обычно устанавливается на предприятиях, производящих тепловую энергию. В течение последних нескольких лет многие предприятия ЦТ начали устанавливать приборы учета тепловой энергии и горячей воды для потребителей с тем, чтобы применить тарифы на основе потребления. Но процесс установки, как правило, идет медленно и потери тепла и воды поэтому должны все еще в большинстве случаев определяться на основе оценки работы сетей.

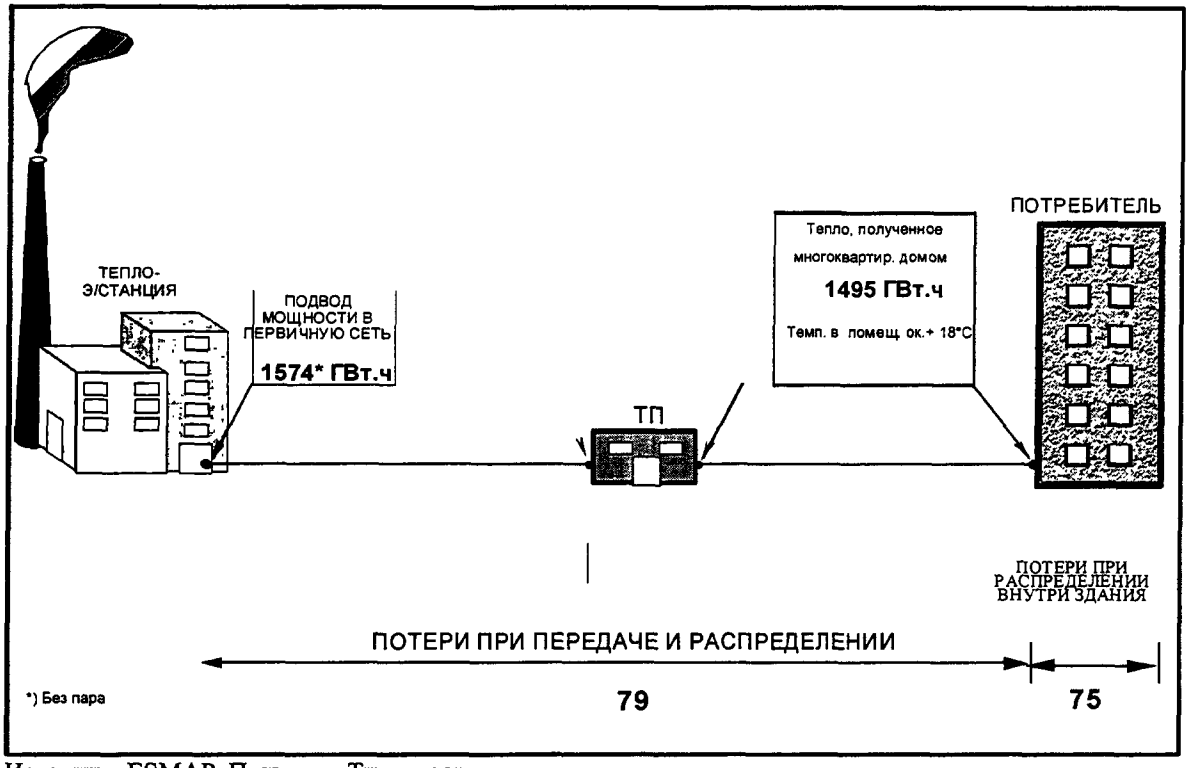
На Рис. В–1 и В–2 показывают подход к определению спроса на тепло путем слежения за энергетическими потоками в системе ЦТ в г. Тимишоара (Румыния). Ситуация в 1995 г. оценивалась через энергетические затраты, потери и полезную энергию, поставленную существующей системой. К 2015 г. предполагается, что меры по экономии энергии будут действовать, как и в системе ЦТ, так и в зданиях, что приведет к существенному снижению спроса на тепло.

Рис. В – 1. Потери тепла в системе централизованного теплоснабжения г. Тимишоара, 1995 г.



Источник: **ESMAP Пример г. Тимишоара**

Рис. B–2. Расчетные теплопотери в системе централизованного теплоснабжения, г. Тимишоара, 2015 г.



Источник: ESMAP Пример г. Тимишоара

После определения спроса на тепло на данный момент, следующим шагом будет прогнозирование относительно спроса в будущем. Поскольку инвестиции в системе подвода тепловой энергии и спроса на нее обычно продолжаются в течение длительного времени (до 25 лет и более), должен быть охвачен период, по крайней мере, в 10 или 20 лет. Различные факторы влияют на развитие спроса на тепло, например:

- развитие промышленности;
- развитие экономики;
- увеличение или сокращение численности населения;
- потребность в комфортабельности для потребителей и поведение потребителя;
- доходы семьи;
- энергосберегающие меры;
- строительные стандарты;
- нормативно-правовая база;
- наличие и издержки конкурирующих альтернативных систем теплоснабжения.

Рынки для новых энергетических услуг

В большинстве СВЕ/БСС рынки традиционных услуг теплоснабжения существенно сузились. Это частично обусловлено нынешней экономической ситуацией, а также бывшей экономической системой, которая способствовала бесполезным потерям тепла. Если экономическая ситуация улучшится, спрос на тепло, весьма вероятно, не достигнет своих первоначальных уровней из-за реализации мер по повышению энергетического КПД и технологических изменений в производственных процессах. Если исследование или проектное предложение предусматривает повышение спроса на тепло, причины для такого предположения должны быть тщательно изучены. При отсутствии каких-либо факторов, влияющих на существенное повышение спроса на тепло, система теплоснабжения может быть сокращена.

некоторых случаях будет существовать рынок для дополнительных потребителей. Но для ЦТ это дополнительный рынок, вероятно, будет весьма узким, поскольку в существующих зонах обслуживания ЦТ потенциал более или менее уже полностью исчерпан и в тех районах, где будут возводиться новые здания, другие системы теплоснабжения будут бороться за этот рынок.

Все же некоторые дополнительные продукты и услуги могут быть успешно применены нынешним предприятием ЦТ, смягчая такие трудности, которые сопутствуют процессу ее реструктуризации, как наличие избыточного персонала. Продукты и услуги могут быть такими как:

- Установка и эксплуатация оборудование потребителя, входящее в ЦТ (например, автоматизированные теплопункты зданий, приборы учета и регулирования) таким образом решая проблемы со стороны спроса, связанные с организацией и нахождением финансирования.
- Замена небольших отопительных котельных, путем подключения маленьких изолированных сетей к магистральным теплосетям (см. Раздел 3.1.5.7).

Бюджет потребителя и доступность услуг

До сих пор анализ концентрировался на потребностях в теплоснабжении. Фактические спрос и потребление может отличаться от потребностей. Потребность в тепловой энергии соответствует тому, что конечные потребители хотели бы иметь определенный уровень температуры и комфортабельности в своих жилищах. Спрос обозначает количество тепла, которое они готовы оплатить. Фактический спрос может быть ниже, чем потребность, если потребители не могут позволить себе соответствующее количество тепловой энергии[111]. Потребление показывает что же потребитель в

[111] Доступность является особой проблемой в некоторых странах бывшего Советского Союза, таких как Грузия, Армения, Молдова, Кыргызстан, где ВВП на душу населения составляет лишь 400 – 1000 долл. США. Сомнительна возможность и целесообразность восстановления инфраструктуры, которая была создана в соответствии со стандартами централизованного планирования, поскольку большинство жильцов не смогут платить по тарифам, которые покрывают затраты, особенно централизованного теплоснабжения, еще многие годы.

конечном итоге использует или получает. При прежней экономической системе из-за хорошо известного явления перегрева, потребление тепловой энергии было выше, чем спрос, и даже выше, чем потребность в ней.

Комплексный анализ рынка, поэтому, должен ответить на следующие вопросы:

- Что можно реализовать технически?
- Что осуществимо, учитывая конкурирующие системы теплоснабжения?
- Что можно профинансировать?
- Что доступно?

В результате этого анализа может быть определена фактическая емкость рынка, а также барьеры, существующие на пути расширения рынка. Следует принять во внимание, что доступность не только связана с экономическим развитием, но и подвержена воздействию самой системы теплоснабжения; например, через тарифную систему.

Приложение С

Комбинированное производство тепловой и электрической энергии: энергетический КПД и стоимость производства тепловой энергии

Энергетический КПД комбинированного производства

По сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии соответственно в отопительных котлах (ОК) и конденсационных электростанциях, те же самые тепло и электроэнергия могут производиться на ТЭЦ, используя на 1/3 меньше топлива. Более конкретные размеры экономии зависят от типов электроэнергетических и теплоэнергетических установок, от технологии комбинированного производства и от типов используемого топлива. Наиболее часто используемым первичным двигателем для комбинированного производства является паровая турбина, где турбины разделяются на две категории в соответствии давлением на выходе турбины: турбины с противодавлением и конденсационные турбины с отборами. Сведения по другим технологиям даны в Табл. 3–2 в основном отчете.

ТЭЦ с противодавленческой турбиной. В обычных конденсационных электростанциях пар конденсируется примерно при 40^0C для создания наилучшего вакуума в конденсаторе для достижения максимальной выработки электричества турбиной, примерно до 40% расходуемого топлива. Эта температура слишком низка для ЦТ. Поэтому, в ТЭЦ с противодавленческой турбиной пар «конденсируется» в теплообменнике при более высокой температуре с тем, чтобы вода для ЦТ достигла температуры 85 – 130^0C. Сравнительно высокая температура охлаждения повышает почти вакуум конденсатора примерно до 0,5 – 1,5 бар давления в теплообменнике (отсюда термин «противодавление»). Это ограничивает выработку электроэнергии примерно до 35% от энергетического содержания расхода топлива, но позволяет использовать выработанное тепло (примерно 35% от всего расхода топлива) для нагревания воды в теплосетях. Это дает 90 % общего КПД энергопреобразования и соотношение выработки электроэнергии к выработке тепловой энергии ($=C_m$) равное 0,64. ТЭЦ с противодавленческой турбиной имеет фиксированное соотношение C_m при работе ТЭЦ чисто в режиме комбинированного производства, но пропорции могут быть гибкими благодаря установке перепускного клапана турбины и/или дополнительного охладителя, таким образом, позволяя отдельно вырабатывать тепло и электроэнергию. КПД топлива электроэнергии, выработанной с помощью дополнительного охладителя, является низким и обычно используется только в аварийных или пиковых ситуациях с электроэнергией.

ТЭЦ с конденсацией и отбором пара. На таких станциях пар отбирается из турбин при уровнях температуры и давления, которые достаточно высоки для ЦТ. Пар, который не был отобран, продолжает поступать в конденсационную часть установки. Такой тип ТЭЦ обладает переменным соотношением C_m: чем больше отбор пара для производства горячей воды, тем меньше электроэнергии вырабатывается в конденсационной части.

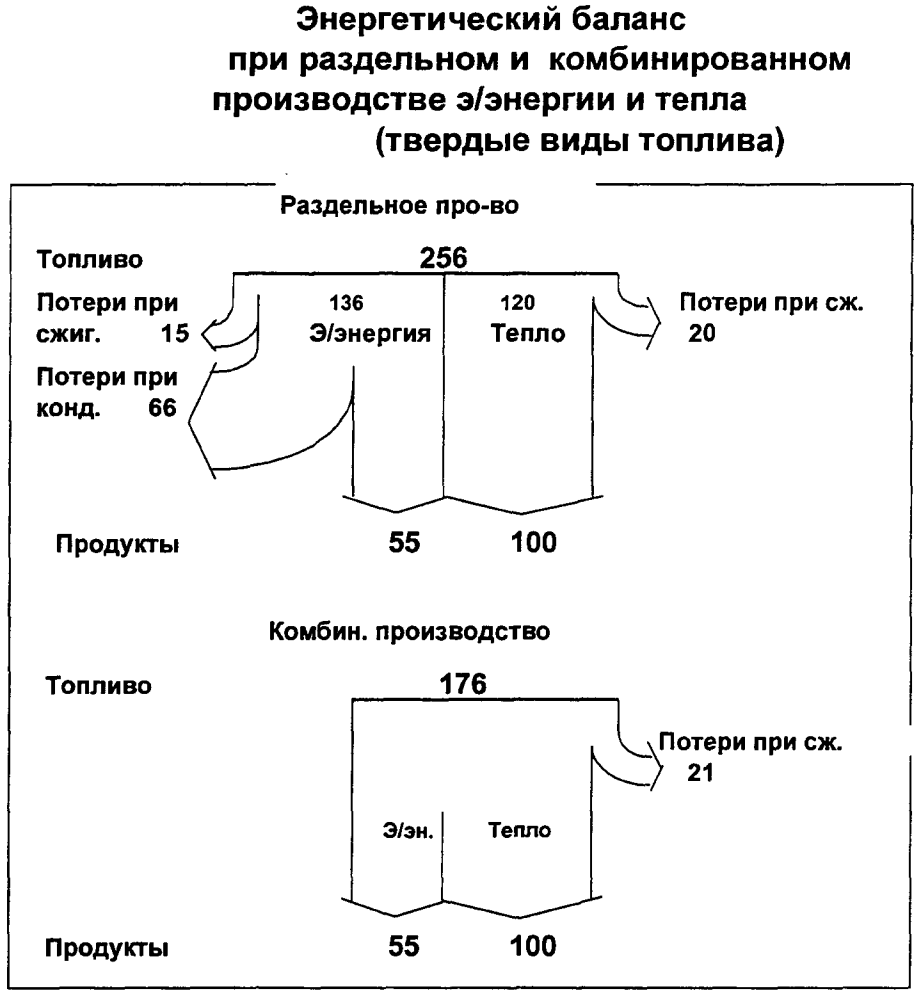
ТЭЦ с конденсацией и отбором пара может работать везде, начиная от режима почти полного противодавления (электрический КПД максимально 35% и тепловой КПД максимально 50% от всего расхода топлива на энергетической установке, работающей на угле) и кончая режимом полной конденсации (полный электрический КПД максимум 40% и без выработки тепловой энергии на установке, работающей на угле).[112] Средний энергетический КПД ТЭЦ находится в пределах 60 – 85%, в зависимости от подключенной тепловой нагрузки.

Экономия энергии при комбинированном производстве можно просто продемонстрировать на «диаграмме Сэнки» (см. Рис. С–1), который показывает расход топлива, источники потерь и выработку электроэнергии и тепла для отдельного и совместного производства. Для выработки 55 единиц электричества из 100 единиц тепла потребление топлива в случае с ТЭЦ (176 единиц) на 31% меньше, чем в случае отдельной выработки (256 единиц). Значения на Рис. С–2 типичны для технологий комбинированного производства, основанных на применении твердых видов топлива, которые используются в настоящее время в Западной Европе. Там, где в качестве топлива выбирается природный газ, соотношение C_m выше. Там, где процессы выработки газа и пара интегрированы или используется газовый двигатель, соотношение C_m может иметь значение около 1.[113]

[112] КПД электростанции определяется здесь как чистый КПД (использование электроэнергии для собственных нужд, вычтенной из произведенной электроэнергии). Электростанции, работающие на угле, больше используются для собственных нужд (угольные мельницы, конвейеры, вентиляторы), по сравнению с электростанциями, работающими на мазуте или на газе. Чистый КПД конденсационной электростанции на угле составляет примерно 40%.

[113] Соотношение C_m обычно составляет 0,5 – 0,6 на ТЭЦ, работающих на твердом топливе; около 0,4 – 0,6 для ТЭЦ с газотурбинной установкой на газе с одиночным циклом (процесс); примерно 1,0 - 1,1 для электростанций с газотурбинными установками с комбинированным циклом; и примерно 0,8 – 1,0 для небольших газовых двигателей.

РИС. С-1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РАЗДЕЛЬНОГО И КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ДЛЯ ТВЕРДЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА)



Источник: Сотрудники Всемирного Банка

Энергетический КПД производства тепловой энергии на ТЭЦ можно рассчитать следующим образом:

Эффективная отопительная котельная имеет коэффициент производства тепловой энергии или «КПД производства тепловой энергии» примерно 85%. Минимально эффективное потребление топлива для производства того же количества тепловой энергии в турбинах ТЭЦ с конденсацией и отбором пара или ТЭЦ с противодавленческой турбиной (которая имеет больший удельный расход топлива - выше уровня, необходимого для производства только электроэнергии) составляет примерно половину потребления топлива в отопительной котельной. Это дает "КПД" в

170% (=0,85/0,5) для производства тепла на ТЭЦ[114]. Предполагается, что на производство электроэнергии требуется такое же количество топлива в процессе комбинированного производства как при раздельном производстве. Значение 170 используется для расчетов в Главе 4.

На ТЭЦ с конденсацией и отбором пара выработка электроэнергии будет падать, когда тепловая энергия вырабатывается для целей ЦТ, так как потребление топлива остается постоянным. Производство этой потерянной электроэнергии должно быть произведено где-либо в другом месте национальной энергосистемы; т.е. другой конденсационной электростанцией. При вышеуказанных значениях для конденсационно-теплофикационной станции, потеря 5% (с 35 до 40) электрического КПД может быть восполнено этой альтернативной конденсационной электростанцией. При КПД 40% потребление топлива составляет 12,5 единиц (5 единиц, произведенных при КПД 40%), что дает «КПД» тепловой энергии примерно 440% (55/12,5). Этот расчет предполагает, что на тепло от турбины уходит только то количество топлива, которое требуется для замещения производства потерянной электроэнергии. Поскольку уровень отвода тепла колеблется в течение года, «КПД» производства тепловой энергии на конденсационно-теплофикационной электростанции в целом за год намного ниже 400%.

Те же самые эмпирические правила не могут быть применены для инвестиционных сбережений в ТЭЦ при сравнении с отдельными отопительными котельными и электростанциями со схожими уровнями выработки тепла и электроэнергии. Существуют существенные различия в инвестиционных затратах на ТЭЦ (см. Табл. 3.3 в основном отчете). Стоимость перевода крупномасштабной существующей или планируемой электростанции на 100 – 600 МВт на ТЭЦ небольшая; установка для отвода теплоты обычно добавляет не более 15 – 20% к стоимости электростанции. Стоимость на установленную мощность в МВт небольшой децентрализованной ТЭЦ раньше была намного выше, чем для крупной теплоэлектростанции, но затраты существенно снизились в последние несколько лет.

Экономические и финансовые издержки производства тепловой энергии на ТЭЦ

Финансовые и экономические издержки производства

Общие различия между финансовыми и экономическими издержками производства тепловой энергии на ТЭЦ хорошо известны:

- Финансовые издержки не включают внешние выгоды и затраты (в основном воздействие на окружающую среду).
- Экономические издержки не включают налогообложение, пошлины и субсидии.

Расчетная экономическая величина производства электроэнергии на ТЭЦ равна предельным издержкам длительного периода (ПИДП) электроэнергоснабжения, т.е.

[114] Исходя из данных на Рис. С – 1, результирующий КПД производства тепловой энергии был бы 250% = 100/(176-136) x 100 %

производственным затратам на современной электростанции. Расчетная финансовая величина равна тарифу реализации.

Случай I: Добавление установки по отводу тепла к существующей электростанции
Финансовая стоимость производства тепловой энергии равна:

- инвестиционным затратам на установку по отводу тепла;
- плюс стоимость излишнего потребления топлива;
- плюс другие повышения в переменных издержках производства на электростанции;
- плюс потеря доходов от спада в производстве электроэнергии.

Пример II: Перевод отопительной котельной на комбинированное производство путем добавления газовой турбины или газового двигателя

Годовая финансовая стоимость выработки электроэнергии равна выравненным инвестиционным затратам плюс увеличенные издержки на топливо и повышение других эксплуатационных расходов. Годовые финансовые издержки производства тепловой энергии в отопительной котельной, переведенное на производство в условиях ТЭЦ, можно рассматривать под двумя углами зрения. Их можно получить, используя либо:

- Общие годовые издержки производства на ТЭЦ минус доходы от продаж электроэнергии.
- либо годовые издержки производства ТЭЦ минус финансовые издержки на выработку электроэнергии (повышенные издержки на топливо и нетопливные расходы на эксплуатацию и техобслуживание плюс выравненные инвестиционные затраты). Эта цифра дает истинную стоимость производства тепловой энергии как таковой.

Разница между первой и второй оценкой дает преимущество финансовых издержек при производстве на ТЭЦ, которое переходит на потребителей ЦТ.

Пример III: Строительство новой ТЭЦ

В случае строительства новой ТЭЦ финансовые (экономические) издержки производства тепловой энергии могут быть рассчитаны двумя различными способами:

- Как разница в инвестиционных затратах, распределенных по годам, и расходов на эксплуатацию и техобслуживание (включая топливо) ТЭЦ и электростанции, вырабатывающей то же самое количество электроэнергии;[115]

[115] Оптимальный размер электростанции составляет 600 – 1200 МВт (хотя эффект масштаба менее выражен при современной технологии с комбинированным циклом, чем на традиционных теплоэлектроцентралях). Если мощность ТЭЦ в $МВт_{эл}$ меньше, дополнительные инвестиции в ТЭЦ обычно не сравниваются со стоимостью электростанции того же размера. Соответствующей

- или путем распределения годовых издержек ТЭЦ на производство тепловой энергии и вычета доходов (расчетной экономической величины) от производства электроэнергии[116].

В принципе, поскольку расчетная экономическая величина производства электроэнергии равна ПИДП электроэнергоснабжения (производственные издержки современной электростанции), оба метода должны дать те же самые экономические издержки производства тепловой энергии[117].

Расчет тарифа на электроэнергию для ТЭЦ для достижения безубыточности

Максимальная цена единицы тепловой энергии, подаваемой от ТЭЦ/ОК, равна стоимости на единицу тепловой энергии, производимой конкурирующей технологией (на практике это котлы в здании) минус стоимость передачи и распределения тепловой энергии. Максимальная цена, полученная этим методом, может быть использована для расчета минимальной цены за 1 кВт.ч, которую ТЭЦ может получить за выработку электроэнергии для конкуренции на рынке тепловой энергии:

- Умножение максимальной цены за 1 Гкал на годовую выработку тепловой энергии в Гкал дает максимальный доход от продажи тепловой энергии.
- Разница между максимальным доходом от продаж тепловой энергии и общими издержками производства на ТЭЦ в год, является доходом, который может быть получен от продажи электроэнергии.
- Деление этого дохода на количество кВт.ч, которые вырабатываются в среднем в год, дает минимальный средний тариф на электроэнергию, который должен получить ТЭЦ.

Вышеописанный метод использовался в примерах. Например при исследовании г. Тимишоара, полученный в результате тариф на электроэнергию, необходимый для

альтернативой является стоимость строительства крупной электростанции. Эта стоимость тогда должна быть пропорционально распределена, в соответствии с относительной величиной электрической мощности .

[116] При финансовом анализе для получения стоимости тепловой энергии доход от продажи электроэнергии вычитается из общих затрат.

[117] Гипотеза ПИДП предполагает, что ТЭЦ заменяет альтернативные инвестиции в современную электростанцию. Замещенные выбросы, благодаря производству электроэнергии на ТЭЦ, являются выбросами современной электростанции, работающей на угле или на газе, а не старой, изношенной теплоэлектростанции; см. Раздел 4.3.3 и Приложение F.

того, чтобы сделать тепловую энергию, получаемую централизованно, конкурентоспособной с тепловой энергией, получаемой от котельных в зданиях, оказался намного выше, чем текущие предельные издержки длительного периода на выработку электроэнергии в Румынии. Если последнее является показателем уровня оптового тарифа на электроэнергию, даже ЦТ с комбинированным производством в настоящее время не является конкурентоспособным в г. Тимишоара.

Приложение D

Технологии распределения тепловой энергии

Обзор

Типичные системы централизованного теплоснабжения (ЦТ) СВЕ/БСС состоят из теплоцентралей, откуда тепло транспортируется в первичную сеть, на так называемые «пункты централизованного теплоснабжения» или центральные теплопункты, которые питают вторичную сеть, распределяющую тепло по теплоприемным станциям зданий. В любой системе ЦТ имеется точка, где разделяются носители полезного тепла (вода для отопления помещений и ГВКБВ). Это в какой-то мере требует параллельной прокладки трех или, обычно, четырех труб (для отопления помещений требуется две трубы - для подвода и обратной линии, и для ГВКБВ нужно две трубы, если требуется циркуляция). В некоторых системах это разделение происходит в каждом здании. В других это происходит на станциях теплопередачи.

Транспортировка тепловой энергии от теплоэнергетической установки к центральным теплопунктам обычно осуществляется по двухтрубной сети: одна труба подводящая, а вторая - обратная. Структура вторичных систем может выглядеть следующим образом:

- Для транспорта воды, используемой для отопления помещений, различают зависимую и косвенную схему отопления. Разница заключается в наличии или отсутствии гидравлической классификации воды, которая используется в системе централизованного теплоснабжения и системе трубопроводов с горячей водой для отопления помещений внутри здания потребителя. В зависимых схемах отопления вода поступает непосредственно от источника производства к теплоприемной системе. В косвенных системах тепло от первичной системы через теплообменники передается воде, которая циркулирует по радиаторам потребителя. Теплообменники могут быть расположены в теплопункте либо жилого массива, либо здания. В первом случае подпиточная вода образуется на теплопункте или напрямую забирается из первичной сети для компенсации потерь воды во вторичной системе распределения.
- Другое различие заключается в месте производства горячей воды для коммунально-бытовых нужд (ГВКБВ). В четырехтрубных системах теплообменники для производства ГВКБВ расположены в центральных теплопунктах. Отсюда ГВКБВ циркулирует через двухтрубную систему (одна подводящая труба, другая – обратная) в здания потребителей и обратно. Пополнение питьевой воды происходит на теплопункте для компенсации количества потребленной ГВКБВ.

Зависимые схемы отопления

Четырехтрубная зависимая схема отопления

Между центральным теплопунктом и теплоприемной станцией в здании иногда используется четырехтрубная система: одна труба для подвода теплоносителя, а другая для обратной линии, используемой в целях отопления помещений, и циркуляционная система (также состоящая из подводящей и обратной линии) для ГВКБВ. От теплоприемной станции в здании распределение внутри здания также продолжается по четырем трубам. В летнее время две трубы для отопления помещений, идущие от центрального теплопункта к зданию, отключаются: продолжают работать только трубы для ГВКБВ.

В зависимых схемах отопления первичная сеть трубопровода (от теплоцентрали до центрального теплопункта) и вторичная сеть (от центрального теплопункта до теплоприемной станции в зданиях) напрямую соединены через вентильные устройства. Вторичная сеть также напрямую подключена в теплопункте здания к системе распределения тепла в здании (без теплообменников), где используются смешивающие насосы и вентили или гидроэлеваторы.

ГВКБВ нагревается в теплообменнике в центральном теплопункте и, поэтому не «связана напрямую» с водой для ЦТ. Для циркуляции воды ГВКБВ на центральном теплопункте требуется насос.

Двухтрубная зависимая схема отопления

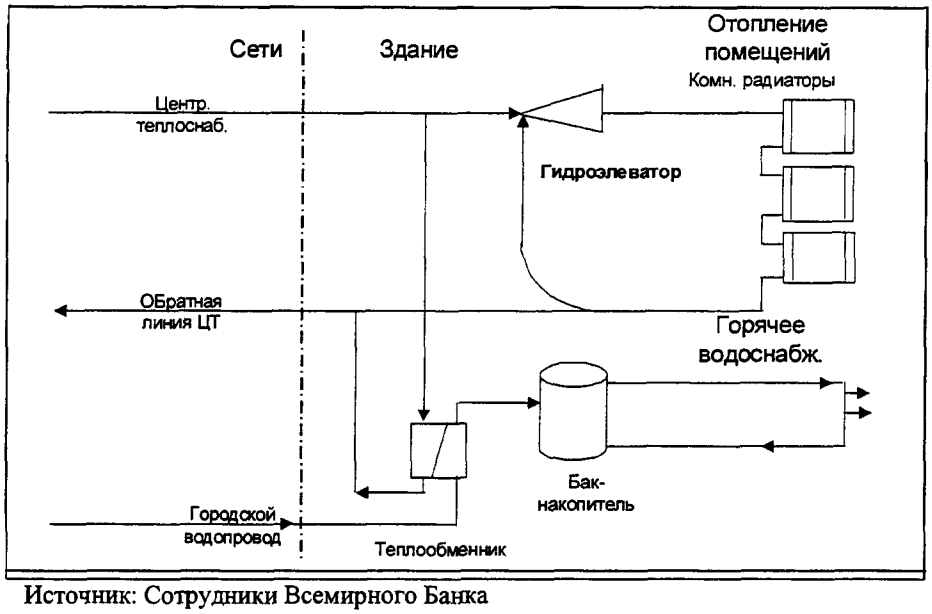
В двухтрубной зависимой схему отопления ГВКБВ вырабатывается не на центральном теплопункте, а в теплопункте здания. Тепло поступает от центрального теплопункта до теплопункта здания через двухтрубную систему (см. Рис. D–1).

В зданиях применяются четырех - или трехтрубная система (одна труба для воды, используемой для отопления помещений, две трубы – для подводящей / обратной линии для целей ГВКБВ), когда циркуляционная система не устанавливается. В зданиях также возможно использовать две трубы; в таких случаях вода для ЦТ также используется для целей ГВКБВ. В шести исследованиях городов такие системы не были обнаружены.

Косвенные схемы отопления

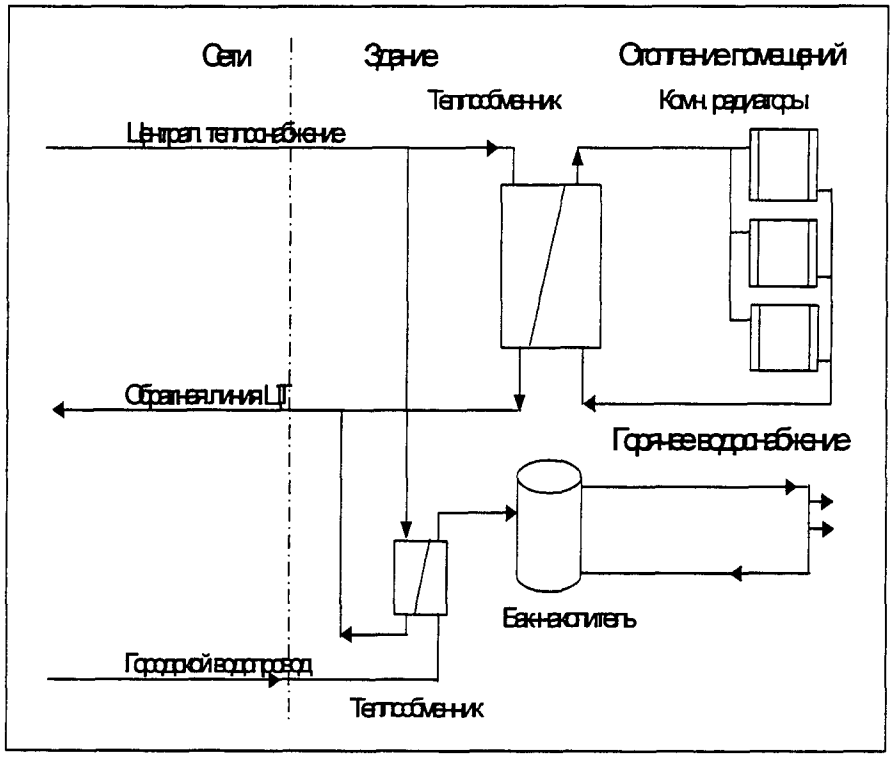
Название «косвенная схема отопления» в четырех- и двухтрубной системах подразумевает использование теплообменников, изолирующих первичную сеть отопления помещений от вторичной (см. Рис. D–2).

РИС. D–1. ПРЯМОЕ СОЕДИНЕНИЕ ЦТ С ГИДРОЭЛЕВАТОРОМ, ПОДАЮЩИМ СМЕШАННУЮ ПОДВОДЯЩУЮ И ОБРАТНУЮ ВОДУ ДЛЯ В ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО СОЕДИНЕННЫЕ РАДИАТОРЫ



Источник: Сотрудники Всемирного Банка

РИС. D–2. КОСВЕННОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ЦТ (К РАДИАТОРАМ, СОЕДИНЕННЫМ ПАРАЛЛЕЛЬНО).



Источник: Сотрудники Всемирного Банка

Режимы температуры и давления в сетях

Расчетная мощность систем ЦТ в СВЕ/БСС обычно будет подаваться при максимальной температуре в 150^{0}С при подводе от теплоцентралей и при температуре 70^{0}С в обратной линии, идущей на эти теплоцентрали. В менее крупных системах могут использоваться более низкие температуры подвода, где типичны температуры 130, 110, и 95^{0}С. Вследствие высоких температур подвода, система распределения должна находиться под давлением: давление подвода колеблется от 6 – 16 бар, а давление в обратной линии колеблется в пределах 1 – 5 бар.

В системе с установившимся течением, течение в сетях имеет постоянную скорость. Температура подвода на теплоцентралях регулируется в соответствии с температурой наружного воздуха, согласно так называемому «графику». Самая низкая температура подвода при температурах наружного воздуха 8 – 10^{0}С, когда спрос на тепло низок и системы отопления помещений должны быть вскоре отключены, составляет примерно 70^{0}С. Для производства ГВКБВ в летнее время в сетях применяется температура подвода в 60 – 70^0.

В теплопунктах зданий максимальная температура подвода потребителям составляет 90^{0}С. Температура подводимой воды снижается на теплопункте путем смешения подаваемой воды от сети с оборотной водой, идущей от системы в здании. Смешение и циркуляция осуществляется благодаря разнице в давлениях между трубами подвода и обратной линии с использованием эжекторов - так называемых «гидроэлеваторов». Коэффициент смешения является постоянным, но требует большой разницы в давлении между трубами подвода и обратной линии. Обеспечение высокого давлению повышает потребность в насосах.

ГВКБВ, которая вырабатывается в теплообменниках на центральных теплопунктах или в теплопунктах зданий, поступает с температурами 45 – 65^{0}С. Давление в сети ГВКБВ поддерживается на том же уровне давления, что и в сети распределения холодной питьевой воды, чтобы достичь смешения холодной и горячей воды у конечного потребителя. Когда потребность в ГВКБВ равна нулю, что типично для летних ночей, горячая вода для ЦТ не охлаждается в теплообменнике, а поступает в обратные линии с высокой температурой.

Режим работы: установившееся и неустановившееся течение

Для расчета и эксплуатации сетей ЦТ существуют две четкие модели: [118]

Установившееся течение (контроль **качества**, который относится к регулированию температуры подвода). Течение воды поддерживается в установившимся режиме, в то время как температура подвода на источнике тепла колеблется в соответствии с температурой наружного воздуха с тем, чтобы производительность системы соответствовала ожидаемой потребности в отоплении. Такой режим не требует оборудования для регулирования течения. Течение воды может меняться в течение

[118] Термины "регулирование неустановившегося / установившегося течения" используются в западной литературе, а контроль количествам/качества - в восточноевропейских странах.

отопительного сезона, но это обычно связано с постепенным изменением конфигурации системы «лето/зима». Другими словами, **источник тепловой энергии регулирует** ожидаемую потребность в тепле.

Неустановившееся течение (контроль **количества**, касающийся регулирования течения воды). Как температура подвода, так и течение воды, колеблется в зависимости от температуры наружного воздуха с тем, чтобы производительность системы соответствовала реальной потребности в отоплении. Такой режим требует наличие клапанов для регулирования течения в точках потребления. Циркуляционные насосы в источниках тепла обычно оснащаются приборами регулирования по скорости для экономии электроэнергии в системах с установившимся течением. Другими словами, **потребитель тепловой энергии регулирует** количество тепла, которое ему реально требуется, и источник тепла должен менять температуру подвода в зависимости от температуры наружного воздуха.

Использование технологии установившегося течения обладает рядом недостатков:

- Через систему проходит больше тепловой энергии, чем требуется:

  Концепция установившегося течения означает, что распределение энергии в системе осуществляется рядом нерегулируемых вентилей, диафрагм или другого дроссельного оборудования, которое каждый раз устанавливается вручную. Теплоцентраль, регулируя температуру подаваемой воды, определяет тепловую мощность каждого радиатора. Из-за дисбаланса системы одни потребители получают больше тепла, чем требуется, а другие меньше. Особенно весной и осенью температура подвода в первичной системе должна быть выше, чем требуется для отопления помещений с тем, того чтобы сохранить температуру ГВКБВ на приемлемом уровне. Это приводит к высоким температурам для отопления помещений, что вызывает излишек тепловой энергии в помещениях, которые нужно проветривать через открытые окна. Годовая средняя температура в трубопроводной системе (температура воды подвода и обратной линии) ниже в системе с неустановившимся течением, чем в системе с установившимся течением, что приводит к более низким теплопотерям и более высокой выработке электроэнергии на ТЭЦ.

- Поскольку, потребители не могут контролировать поступление тепла, система с установившимся течением не позволяет в полной мере воспользоваться преимуществами современной, основанной на стимулах, системы предложения тепловой энергии и спроса на нее.

- Издержки на работу насосов выше. В системах с установившимся течением потребление электроэнергии для вторичной сети относительно подвода тепла колеблется между 12 и 20 кВт.ч /МВт.ч (используемая электроэнергия / поставляемое тепло); в системах с установившимся течением значение составляет 5 – 8 кВт.ч/МВт.ч. Однако некоторое повышенное потребление электроэнергии идет на пользу системе отопления, так как теплота трения передается воде для ЦТ.

- Существует более высокая потребность в теплоэнергетических мощностях. Из-за режима установившегося течения, коэффициент одновременности пиковой потребности близок к единице. В системе с неустановившимся течением коэффициент одновременности пиковой потребности составляет 0,6 – 0,8 и, поэтому, мощность источников тепловой энергии может быть на 30 – 40% ниже.[119]

- Неустановившееся течение допускает более низкую температуру в системе при пиковой потребности, что позволяет еще более увеличить производство электроэнергии на ТЭЦ.

- Установившееся течение не позволяет произвести подключение теплоцентралей в системе передачи в зависимости от их экономичности. Управление распределением нагрузки (соединение децентрализовано расположенных альтернативных источников подвода) невозможно без ручного отключения определенных участков обслуживания. Это означает, что возможность приспособления к изменениям в потребности и производстве очень ограничена. Неустановившееся течение позволяет произвести установку пиковых и резервных котлы на местных участках обслуживания и подключение теплоцентралей в зависимости от их экономичности.

- Установившееся течение требует низких скоростей течения и, соответственно, труб большого диаметра (иначе стоимость работы насосных агрегатов была бы очень высокой), что ведет к более высоким инвестиционным затратам. Неустановившееся течение может обеспечить ту же самую мощность теплоснабжения при использовании меньших диаметров труб. При неустановившемся течении, скорости в трубах могут быть в 2 раза выше, чем в системе с установившемся течением на короткое время, когда действительно требуется максимальная пропускная способность. Тем не менее, из-за того, что используется более высокая транспортирующая способность переменного течения для снижения максимальных температур в системе, практически разница в величине диаметров сравнительно незначительная.

Модернизация - Переход от установившегося течения к неустановившемуся

Когда установки потребителей оснащены устройствами для регулирования течения, система из режима установившегося течения переходит в режим неустановившегося. В типичной системе ЦТ, где имеются тысячи теплопунктов потребителей потребуется несколько лет для завершения переходного процесса. Основной проблемой в переходном периоде является организация работы в режиме со смешанным установившемся / неустановившемся течением, когда в одних теплопунктах происходит регулирование течения, а в других – нет. Если переход не будет

[119] Даже после перехода на неустановившееся течение , системы ЦТ в ЦВЕ/БСС не добьются снижения коэффициента одновременности потребности до уровня 0,5 – 0,6. В Западной Европе коэффициент одновременности низок из-за большой доли бытовых потребителей в частных домах, а также распространенности систем двухколонных радиаторов с клапанами термостата. В ЦВЕ/БСС на особняки приходится незначительный процент тепловой нагрузки и многие высотные здания оборудованы системой одноколонных радиаторов. Это снижает колебания спроса.

организован должным образом, потребители, использующие установившееся течение, зимой будут страдать от недогрева, а весной и осенью - от перегрева.

Для того, чтобы сгладить неудобства, реконструкция должна проводиться от ветки к ветке. При реконструкции одной ветки магистральной сети, другая магистраль должна быть оснащена клапанами управления разностью давлений, которые сохраняют разницу в давлении на постоянном уровне для тех потребителей, которые продолжают использовать старую систему ветки.

Распределение тепла и горячей воды для коммунально-бытовых нужд в зданиях

В отличие от большинства систем теплоснабжения в Западной Европе, многие радиаторы, применяемые в СВЕ/БСС установлены не параллельно (рис. D – 2), а последовательно (рис. D – 1). Радиаторы соединяются друг с другом по вертикали. Распределительное кольцо теплопункта устанавливается в подвале, от которого затем стояки идут наверх и подключаются к верхним радиаторам вертикальных колонн. Нижние радиаторы колонн соединяются с трубой коллектора в подвале. Такая система называется однотрубной системой, в отличие от двухтрубной, когда трубы подключены к каждому параллельно установленному радиатору.

Одним из последствий однотрубной системы является то, что температура на входе каждого следующего радиатора ниже, чем на входе предыдущего. По расчетам, снижение температуры от одного радиатора к другому компенсируется путем увеличения зоны действия радиатора. Вторым последствием является то, что квартиру пересекает несколько вертикальных колонн. Если нужно замерить потребление тепловой энергии в отдельных помещениях, невозможно замерить тепло в отдельной квартире лишь одним прибором учета тепла. Вклад каждого стояка следует замерять отдельно. Ведение контроля за тепловой энергией на уровне радиатора также затруднено. Потенциальные клапаны термостата должны иметь низкое сопротивление. Требуется установить байпасы, чтобы течение достигало следующих радиаторов, когда клапан закрыт.

Во многих зданиях в СВЕ/БСС внутренняя система отопления несбалансированна, что означает, что разделение течения по отдельным стоякам происходит неудовлетворительным образом; некоторые стояки получают слишком много, другие слишком мало воды. Установив клапаны обратного давления в каждой колонне, положение можно исправить. Однако последствием таких мер является повышение требуемого перепада давления между подводом от стояков и обратной линией, идущей в коллекторы.

Сравнение с западными системами распределения тепловой энергии

В Таблице D–1 сравниваются типичные значения по производственных параметров, которые характерны для системы распределения в СВЕ/БСС и в Западной Европе.

Таблица D–1. Производственные показатели систем распределения ЦТ

	Единица	СВЕ /БСС	Зап. Европа
Потребление тепловой энергии потребителями (годовая энергия/объем здания)	КВт.ч / м3	70...90	45...50
Потери при теплопередаче (% от подводимого тепла)	%	15...25	5..10
Замена оборотной воды (годовой объем подпиточной воды/объем воды в сетях)	кол-во пополнений в год	10..30	1..5
Потери при производстве тепловой энергии (% от энергии топлива)	%	15…40	5…15

Источник: Сотрудники Всемирного Банка

Приложение E

Инвестиции в повышение энергетического КПД в зданиях.[120]

Пассивные технологические меры для снижения энергопотерь в зданиях

Технические меры для снижения теплопотерь в зданиях включают дополнительную изоляцию крыш, наружных стен и потолков, подвальных помещений: изоляцию труб для горячего водоснабжения и теплоснабжения; замену окон, ремонт или простое уплотнение швов; заполнение пустот и трещин пластичным материалом и герметизацию панельных стыков зданий; замену входных дверей зданий; и усовершенствование систем вентиляции зданий. В частности, исследования в СВЕ/БСС показали высокие теплопотери, связанные с вентиляцией зданий, неплотными окнами, и низкими теплоизоляционными свойствами наружных стен . Клапаны для регулирования теплового баланса для уравновешивания теплового потока в пределах здания также могут уменьшить теплопотери путем устранения чрезмерно нагреваемых частей здания.

Основные технические замеры можно сгруппировать по трем ярусам, представляющих различные уровни экономической жизнеспособности, характерные для стран СВЕ/БСС при (несубсидированных) ценах на тепловую энергию, полностью покрывающих экономические издержки.

Ярус I: Основные измерения. Такие измерения имеют кратко- и среднесрочную окупаемость (часто менее 5 лет) и типичны для основных пакетов реконструкции инженерного оборудования .

Ярус II. Эти меры представляют более длительные, более изменчивые, или неопределенные (но потенциально короткие) сроки окупаемости, и их использование, во многом, зависит от характеристик здания и общего расчета пакета реконструкции инженерного оборудования.

Ярус III. Эти меры, обычно, неэкономичны сами по себе, но могут быть включены в пакеты реконструкции инженерного оборудования здания, где целью ставится обеспечение высокой степени снижения потребления энергии и/или в связи с более интенсивной модернизацией здания или его ремонтом.

---

[120] Это Приложение основано, большей частью, на работе Эрика Мартино (1997 г.)" Инвестиции в повышение энергетического КПД жилищного фонда в странах бывшего Советского Союза". *Studies of Economies in Transition 24,* Washington, DC, The World Bank ("Экономические исследования в переходном периоде", 24, Вашингтон, округ Колумбия, Всемирный Банк.)

Ярус I. Базовые меры

Улучшение состояния окон. Улучшение состояния окон включает уплотнение швов, оснащение новым оборудованием, заполнение пустот и трещин пластичным материалом, покраску и применение металлических крепежных изделий, где это необходимо. Лишь одна такая мера дала существенную экономию энергии, до 10% или более, причем сроки окупаемости, составляют, обычно, лишь несколько лет.

Замена изоляции тепловых труб в подвальных помещениях.[121] Трубы для горячей воды в полуподвальных помещениях обычно не изолированы или изоляция на них износилась так, что изолирование или повторное изолирование этих труб может уменьшить теплопотери в неотапливаемых подвальных помещениях.

Изоляция пола на чердаке. При наличии чердака, изоляция его пола является недорогим способом значительного снижения теплопотерь через крышу. Эта мера может намного улучшить баланс теплового потока в здании, если здание перегревается для компенсации более низкой температуры на верхнем этаже, и еще больше снизить потребление.

Ремонт или замена теплопункта в здании. Теплопункт в здании распределяет тепло в пределах здания. Он иногда оснащен теплообменником, который может испытывать высокие теплопотери. Экономия и сроки окупаемости обычно рассматриваются вместе с вопросами регулирования тепловой энергии в здании (см. абзацы ниже), поскольку обе меры могут быть осуществлены вместе. Установка теплообменника, где раньше он не имелся, дает выгоды как для здания внутри, так и для системы ЦТ, уменьшая нагрузку на трубы, и коррозию труб и радиаторов в здании и улучшая управление давлением со стороны подвода.

Ремонт или замена входных дверей здания, включая дверной механизм. Теплопотери через открытые или плохо закрывающиеся входные двери представляет собой распространенное явление, что нередко приводит к существенным теплопотерям в помещениях общего пользования в здании.

Улучшение состояния окон в подъезде. Как и в отношении окон в квартирах, окна в общих подъездах на лестничных площадках могут быть уплотнены. Улучшение состояния окон включает уплотнение швов, оснащение новым оборудованием, заполнение пустот и трещин, покраску и закрепление металлическими изделиями там, где это требуется.

Ремонт или замена дверей квартир, выходящих на лестничную площадку. На лестничной площадке значительно холоднее, чем в квартирах, однако двери и дверные коробки квартир зачастую плохо изолированы, что приводит к потерям тепла из квартир.

---

[121] Существующая изоляция теплопроводов в жилых помещениях в странах БСС часто состоит из материалов, содержащих асбест. Риск работ связанных с асбестом, требует дополнительных затрат и особого внимания вопросам его удаления и вывоза в рамках управления проектом.

Улучшение пассивных вентиляционных систем. Эксперименты с замерами и анализы потоков тепла в зданиях показали, что просачивание воздуха в квартиры часто намного превышает западные нормативы по вентиляции и что, снижение просачивания воздуха может привести к существенной экономии энергии без снижения качества воздуха внутри помещений. Изменение параметров вентиляционных отверстий и механических систем может снизить просачивание.

Установка душевых головок и кранов с низкой скоростью течения. Эти меры могут снизить потребление горячей воды, которое обычно в несколько раз выше западных нормативов. Однако качество воды должно быть приемлемым для того, чтобы эти устройства работали, поэтому в системе водоснабжения должны быть предусмотрены установки для умягчения воды или другие устройства для декальсификации.

Меры яруса II

Усиление изоляции крыши. Изоляция крыши сама по себе имеет высокий приоритет, и характеризуется коротким сроком окупаемости, но может дорого обойтись, если потребуется ремонт крыши из-за плохого состояния зданий. Если расходы на ремонт крыши низкие, период окупаемости сокращается. Срок окупаемости для плоских крыш обычно составляет по оценкам менее 10 лет, если не требуется ремонта, но может дойти до 30 лет или более, если включить издержки на необходимый ремонт крыши. Новые крыши со скатами, сооруженные поверх существующих плоских крыш, являются другой альтернативой и могут снизить долгосрочные эксплуатационные расходы еще больше и обеспечить дополнительное повышение энергетического КПД при соответствующей изоляции. Изоляция крыши может также привести к косвенным результатам, таким как потенциальная экономия от здания, более сбалансированного сверху донизу, и соответствующего снижения перегрева нижнего пола. Расходы на эксплуатацию крыши также могут быть снижены после изоляции и ремонта, что сократит сроки окупаемости.

Установка наладочных клапанов теплового баланса и приборов регулирования на тепловых стояках. Различные части здания могут получать неодинаковое количество тепла, таким образом создавая дисбаланс температуры воздуха в здании. Наладочные клапаны теплового баланса и приборы регулирования могут улучшить эффективность работы приборов регулирования тепловой энергии в здании путем выравнивания распределения тепловой энергии внутри здания. Выравнивание устраняет перегрев и недогрев и позволяет регулятору в здании поддерживать подвод тепла на самом минимальном уровне, при сохранении равномерно комфортабельных температур. Без регулятора тепловой энергии в здании, выравнивание может улучшить комфортные условия жильца, но не изменит общее потребление тепловой энергии зданием.

Улучшение регулирования температуры и наличия горячей воды. В необоротных системах водоснабжения, особенно без теплообменника для горячей воды в здании, потребление горячей воды повышается, поскольку жильцы должны долго спускать воду из кранов горячей воды (до нескольких минут), чтобы получить воду нужной температуры , таким образом спуская в канализацию значительные объемы холодной и горячей воды. Реконструкция системы горячего водоснабжения и регулирование с

целью обеспечения немедленного получения горячей воды, может снизить объем потребления воды.

Ремонт некоторых окон или добавление третьего стекла в окне. Третье стекло в окне лишь в квартирах верхнего этажа может улучшить баланс распределения тепла в здании и снизить перегрев в квартирах нижних этажей.

Устройство щелевых аэрационных отверстий в окнах. Щелевые аэрационные отверстия позволяют жильцам контролировать вентиляцию без открытия или закрытия окон, и обеспечивают улучшенную пассивную вентиляцию.

Уплотнение внешних стыков между панелями наружной стены. Для обеспечения лучшей изоляции внешних стыков между панелями наружной стены может использоваться изоляционная мастика.

Меры яруса III

Изоляция наружной или внутренней стены. Изоляция может быть применена для торцевых сторон (торцевых стенок без окон) и/или фасадов (стены с окнами). Благодаря дополнительной изоляции стен можно достичь значительной экономии энергии, причем срок окупаемости для внешней изоляции (торцевых сторон или фасадов) колеблется в пределах 15 – 50 лет при использовании традиционной минеральной ваты или жесткой теплоизоляции из пенопласта каркаса на наружной поверхности здания. Следует отметить, что эффективность затрат на изоляцию стены остается предметом дискуссии из-за потенциальной дешевой технологии изоляции наружных стен, которые еще не рассматривались для зданий и условий БСС (как например, напыляемый пенополиуретан).

Установка активных систем вентиляции. Несколько демонстрационных проектов предусматривали активные системы вентиляции, но в большинстве случаев исследования показали, что крышные вентиляторы и другие типы активных систем вентиляции не являются экономичными и, что пассивные системы вентиляции могут обеспечить хорошее регулирование просачивания воздуха при низких затратах.

Замена радиаторов. Не существует прямых финансовых выгод от этой меры за исключением снижения долгосрочных эксплуатационных расходов в открытых системах горячего водоснабжения; но эстетические параметры могут быть улучшены.

Замена однотрубных систем двухтрубными. Это может потребовать проведения масштабных ремонтных работ, поскольку требуется сверление отверстий в полах и потолках для проводки дополнительных труб. В общем, эта мера не дает экономии энергии. Выгоды этой меры является предметом дискуссий и зависят от состояния существующего трубопровода и любых существующих проблем, связанных с распределением потока тепла внутри здания. Если требуется заменить существующие трубы, тогда переход на двухтрубную систему в процессе установки новых труб, снизит дополнительные расходы на осуществление этой меры.

Замена окон. Замена окон является дорогостоящей процедурой и ее трудно оправдать на основе эффективности затрат при проведении мероприятий по повышению энергетического КПД. Но если замена окна рассматривается как мера по ремонту здания для улучшения качества и удобств инженерного оборудования здания, тогда дополнительные издержки по установке окон высокого качества и эффективности могут рассматриваться как весьма экономичные.

Крупные работы, связанные с усовершенствованием здания, как например ремонт крыши в сочетании с улучшением ее изоляции, а также изоляции наружных стен и новыми окнами повышают стоимость на единицу сэкономленной энергии и следовательно ведут к удлинению срока окупаемости. Поскольку во многих зданиях в СВЕ/БСС крыши находятся в весьма плачевном состоянии, и требуют срочного ремонта, изоляция крыш, вероятно, должна предусмотреть включение новых элементов крыш, которые позволят решить насущные проблемы (такие как течь), удлинить низкозатратный период обслуживания и обеспечить изоляцию более высокого класса. И наоборот, если крышу нужно отремонтировать, это будет хорошей возможностью для усиления изоляции, так как дополнительные издержки на изоляцию будут высокоэкономичными. Подобным образом, дополнительные издержки на изоляцию наружной стены_будут намного экономичнее, если они проводятся в период выполнения капитального ремонта фасада. При рассмотрении таких долгосрочных улучшений, ожидаемый срок службы здания становится важным фактором для расчета выгод. Некоторые из этих мер могут дать больше неосязаемых выгод и, поэтому могут быть предприняты, несмотря на более длительные периоды окупаемости. Например, крыша со скатами является традиционной в Эстонии, и эстонцы склонны к тому, чтобы заплатить за это больше.

Для некоторых работ по реконструкции зданий существует проблема использования благоприятной возможности и последовательность операций: некоторые меры можно будет принять лишь совместно с капитальными работами по реконструкции (те, которые можно выполнить только когда стены открыты, например, для ликвидации последствий порчи от влаги). В оценке экономических возможностей нужно знать, какие меры могут быть приняты с пользой лишь при одновременном проведении других мер (независимо от того, относятся они к энергетическим аспектам или нет), и какие меры могут быть осуществлены только после других.

Инвестиции в приборы учета и регулирование спроса на тепло

Поскольку многие стратегические меры по обновлению инженерного оборудования носят непосредственный характер (т.е. связанные с окнами, изоляцией и обновлением оборудования теплоснабжения), приборы измерения и регулирования тепловой энергии в зданиях играют особую роль, ставя свои проблемы, и требуя к себе даже еще большего внимания. Меры по измерению и регулированию тепловой нагрузки включают как приборы учета тепла, клапаны, внутридомовые системы автоматического регулирования для контроля тепловой энергии, поступающей в здание, так и квартирные приборы учета тепла, клапаны термостата радиаторов для контроля тепла, поступающего в отдельные квартиры. Внутридомовые приборы учета

(измерение общего потребления в здании) является важной частью любой стратегии модернизации. Но вопрос учета тепла на уровне квартир более сложен. На основе опыта северных стран, мало сомнений в том что семьи там, где тепло замеряется в отношении здания в целом (т.е., где установлены приборы учета на все здание, а не в каждой квартире), потребляют больше тепла на 1 кв. м., чем семьи в зданиях, где установлены приборы учета в каждой квартире; жильцы демонстрируют большую ответственность, когда они могут видеть (и должны оплачивать) свое собственное потребление. Регулирующие приборы также играют важную роль. Если жильцы в каждой секции отвечают за свое собственное потребление, они должны регулировать то, что они фактически используют. В северных странах система приборов, – включая клапаны термостата на каждом радиаторе, датчики наружной температуры, контролирующие поступление тепла в здание (или горение в котле) или байпасы, которые позволяют отключить любую комнату или радиатор –помогают жильцам регулировать количество тепла. Технические меры более подробно описаны ниже.

Установка приборов учета тепловой энергии в здании. Эти приборы замеряют поток тепловой энергии и горячей воды, поступающий в здание от теплосетей. Ни срок окупаемости , ни экономия энергии напрямую не связаны с этими приборами учета, но необходимо создать соответствующие стимулы для дальнейшего повышения энергетического КПД и изменения в поведении жильцов. Поскольку среднее фактическое потребление существенно ниже, чем расчетное потребление (частично из-за сверхнормативных потерь в системе распределения), счета за энергию могут снизиться на 10 – 20% и даже больше, а «период окупаемости» для прибора учета может быть менее одного года, даже если отсутствует физическая экономия электроэнергии. (Следует отметить, тем не менее, что в особенно холодные зимы семьи могут платить больше в соответствии с приборами учета, чем в соответствии с нормативным потреблением).

Установка приборов регулирования тепловой энергии в здании. Эти приборы регулируют тепловую энергию, поступающую в здание и, таким образом, температуру в помещениях, в зависимости от наружной температуры и/или температуры подводимой тепловой энергии. Оценка экономии энергии во многом зависит от предположений относительно перегрева в здании и режима подвода тепловой энергии, используемой на практике (уменьшается или нет), а также от степени дисбаланса между различными частями здания. Иногда регулирование тепловой энергии в здании включается вместе с выравниванием стояков подвода для тепла, как интегрированная мера (см. выравнивание стояков выше). Экономия, от использования приборов регулирования тепловой энергии в зданиях обычно будет выше, если отсутствуют квартирные приборы регулирования, и будет ниже, если они установлены. Внутридомовые приборы регулирования тепловой энергии могут также быть интегрированы в новый теплопункт здания, оснащенный теплообменниками (см. выше).

Установка клапанов термостата радиатора. Это одна из наиболее сложных мер для анализа, из-за множества переменных и, поэтому, была предметом жарких дискуссий. Расчет экономии энергии в зданиях без внутридомовых приборов учета варьируется

из-за неопределенности в поведении жильца, и зависит от наличия системы оплаты для каждой квартиры. При системе выписывания отдельных счетов на оплату и отсутствия регулирования тепловой энергии на уровне здания, реальной является экономия до 25 – 30% (со сроками окупаемости менее 5 лет), но при наличии прибора регулирования для всего здания и отсутствии отдельных счетов, экономия может составить лишь 5 – 10% (со сроками окупаемости до 20 лет и более). Ведутся дискуссии о достаточном качестве воды (об уровнях содержания взвешенных твердых частиц), которые требуются для долговременной надежной работы этих клапанов (которые могут забиваться) и качество воды в одних теплосетях может существенно различаться от качества в других теплосетях.

Установка приборов учета в квартирах. Установка приборов учета тепловой энергии на теплопроводах для измерения входящих и выходящих потоков тепловой энергии в квартиру обходится весьма дорого, потому что для каждого радиатора в квартире требуется отдельный прибор учета из-за применяемых схем расположения трубопроводов в зданиях[122], но недорогие (5 – 10 долл. США каждый) «распределители» тепла испарительного типа могут быть установлены на каждом радиаторе и смогут замерять выработку тепла этим радиатором. Такие приборы учета находят широкое применение в некоторых северных странах, а также были приняты в странах Восточной Европы, например, в Польше[123]. Приборы такого типа требуют ежегодной замены регистрирующего элемента. Поскольку опыт использования в бывшем Советском Союзе таких «распределителей» ограничен, остается неопределенность в отношении использования этих приборов из-за сопутствующих социальных и институциональных проблем. Некоторые аналитики предупреждали в отношении квартирных приборов учета, указывая на неточность замеров и несправедливые суммы в выписываемых счетах, если показания приборов не корректируются с учетом расположения квартиры внутри здания, например, для достижения равного уровня комфортабельности угловые квартиры должны потреблять больше тепла на 1 кв. м., чем квартиры, расположенные в середине здания.

В квартирах, в двухколонных системах внутреннего распределения на радиаторах должны быть установлены испарительные тепломеры вместе с регулирующими клапанами, возможно, термостатическими. Испарительные тепломеры обходятся дешево. Недостатком является то, что приборы учета имеют предел погрешности + / - 30%. Однако, поскольку в квартире, по крайней мере установлено три радиатора, предел погрешности в счете на оплату ниже.

Установка квартирных приборов учета горячей воды. Обычно на каждую квартиру требуется два прибора учета – один для кухни, другой для ванной. В отличие от

---

[122] Распределение тепловой энергии в многоквартирных домах обычно было спроектировано таким образом, что радиаторы соединяются последовательно трубами для горячей воды, которые проходят вертикально через здание. Так как каждый из четырех или пяти радиаторов обычной квартиры подключен к отдельной вертикальной трубе, для каждого радиатора потребуется отдельный прибор учета.

[123] Традиционно, в Швеции внутриквартирные приборы учета, как правило, не применялись, но они стали обязательными с 1997 г.

недорогих квартирных приборов учета тепловой энергии испарительного типа, приборы учета горячей воды требуют физического подключения к трубам горячего водоснабжения. Издержки на такие приборы учета и их выгоды редко обсуждались в существующей литературе.

Меры на стороне нагрузки : пример Оренбурга

Меры, на стороне нагрузки , которые использовались при моделировании вариантов на стороне нагрузки базируются на пакетах, разработанных Всемирным Банком для пилотного проекта по повышению энергетического КПД жилищ в Литве (Отчет оценки сотрудниками №15397-LT, июнь 1996 г.). Подготовительная работа для этого проекта частично была проделана в рамках настоящего проекта ESMAP при поддержке программы Thermie Европейской Комиссии, см. BCEOM (1995 г.): *Cost-effective Technologies for Thermo-Rehabilitation of Buildings in Lithuania.* Consultant Report (Экономичные технологии по термореконструкции зданий в Литве. Отчет консультанта).

Таблица E–1. Меры на стороне нагрузки (Источник: ESMAP Исследование на примере г. Оренбурга)

Характеристики здания (сборные железобетонные конструкции, 1964 г.)		
Полы:	5	
Лестничные клетки:	6	
Квартиры:	100	
Всего обогревается m2:	4960	

Характеристики мер на стороне нагрузки на одно здание				
	Общая стоимость (долл. США)	**Стоимость/ жилище (долл. США)**	**Экономия энергии (кВт.ч/год)**	**Срок службы (годы)**
Прибор учета тепловой энергии	1250	13	0	15
Пакет регулирования температуры	5525	55	249206	15
Изоляция труб	2780	28	54825	10
Клапаны термостата	11700	117	88635	25
Ремонт лестничной клетки	2410	24	72685	10
Ремонт окна	29264	293	356220	15
Изоляция стены	57270	573	192097	15
Изоляция крыши	44640	446	187167	20
Изоляция подвального помещения	14880	149	124778	20
Замена окон	124250	1243	565761	25

Характеристики мер на стороне нагрузки , полный комплект для здания

	Инвестиции (млн. долл. США)	Экономия (ТДж/год)	Экономия топлива (млн. долл. США/год)	Экономия энергии насосов (млн. долл. США/год)
Контрольный вариант	0,00	0	0,00	0,00
Прибор учета тепловой энергии	0,97	0	0,00	0,00
Пакет регулирования температуры	4,28	694	1,74	0,07
Изоляция труб	2,15	153	0,38	0,02
Клапаны термостата	9,06	247	0,62	0,03
Ремонт лестничной клетки	1,87	203	0,51	0,02
Ремонт окна	22,65	993	2,49	0,11
Изоляция стены	44,33	535	1,34	0,06
Изоляция крыши	34,55	522	1,31	0,06
Изоляция подвального помещения	11,52	348	0,87	0,04
Замена окон	96,17	1576	3,95	0,17

Внутренняя ставка доходности по мерам на стороне нагрузки

	ВСД	
Прибор учета тепловой энергии	Данных нет	включено
Пакет регулирования температуры	73,71%	включено
Изоляция труб	22,28%	включено
Клапаны термостата	4,09%	не включено
Ремонт лестничной клетки		включено
Ремонт окна	11,22%	включено
Изоляция стены	-4,39%	не включено
Изоляция крыши	-2,37%	не включено
Изоляция подвального помещения	5,43%	не включено
Замена окон	-1,57%	не включено

Определение пакета мер на стороне нагрузки		
Экономия э/энергии		
-Всего:	ТДж/год	2042,25
- На здание:	ГДж/год	2638,57
- На жилище	ГДж/год	26,39
Инвестиции		
-Всего:	млн. долл. США	31,91125
- На здание:	долл. США	41229,00
- На жилище	долл. США	412,29

(Источник: Конкретные исследования по г. Оренбургу по программе ESMAP)

Экономия топлива рассчитывается на основе следующих предположений:
24% экономии тепловой энергии была бы получена за счет отопительных котельных
76% экономии тепловой энергии была бы получена за счет ТЭЦ
Доля, получаемая за счет отопительных котельных, в 2 раза выше, чем при нынешней работе

- Тепловые потери остаются теми же в абсолютном выражении.
- Энергия насосов от распределения тепловой энергии снижается пропорционально снижению энергии.
- Энергия насосов составляет 25% от собственного потребления э/станции

- Экономические издержки на топливо (природный газ): 1,226 долл. США/ГДж
- Экономические издержки на производство электроэнергии: 0,024 долл. США/кВт.ч

Экономия топлива может быть легко рассчитана следующим образом:
- Экономия топлива в отопительной котельной: 24% экономия энергии / КПД отопительной котельной
- Экономия топлива на ТЭЦ: 76% экономия энергии / КПД ТЭЦ

Другие предположения:

- КПД отопительной котельной:	92,5	%
- КПД ТЭЦ:	42,6	%
- Энергия насоса:	4,5	МВт.ч/ ТДж тепловой энергии

Приложение F

Экономическая стоимость топлива, затраты на производство тепловой энергии и распределение, воздействие систем теплоснабжения на окружающую среду

Экономическая стоимость топлива

Природный газ

Экономическая цена природного газа включает:

- Цену на природный газ на границе; в 1996 г. обычно цена была около 78 долл. США на 1000 куб. м.;
- плюс стоимость передачи, включая стоимость сезонного аккумулирования теплоты от границы до городских ворот (равна тарифу для крупной ТЭЦ);
- плюс стоимость первичного распределения (равна тарифу для местной отопительной котельной);
- плюс стоимость вторичного распределения, включая стоимость подключения здания (равна тарифу для котла в здании);
- тарифы для домохозяйств (подача на уровень квартир) еще выше, так как они включают высокую стоимость выписывания счетов на оплату и обслуживание мелких потребителей.

Финансовые тарифы могут отличаться от экономической стоимости поставки, так как компания, работающая с природным газом, имея монополию на поставки, постарается использовать принцип ценообразования на основе замещения топлива, устанавливая такую цену на газ, что для каждого класса потребителя он остается конкурентоспособным по сравнению с другими видами топлива, например, мазутом в промышленном секторе. Но даже тогда структура финансовых тарифов будет напоминать структуру экономической стоимости. На практике видно, что финансовый тариф за природный газ для населения примерно в 2 раза выше, чем тариф для крупных промышленных потребителей. Это соотношение отражает соотношение цен между мазутом и легким дистиллятным топливом (ценообразование на основе замещения топлива). По-видимому, это также хорошо отражает разницу в экономической стоимости поставок двум категориям потребителей. Некоторые из ценовых различий обусловлены использованием ТЭЦ установок, работающих на мазуте для покрытия пиковой потребности на тепловую энергию. Это выравнивает кривую спроса на газ больше, чем в случае с отдельными потребителями, таким образом, сокращая инвестиции в трубопроводы и емкости для хранения. В Оренбурге, например, экономическая стоимость газа для отдельных котлов в квартирах рассчитывалась по

цене 9,6 долл. США/ МВт.ч; а стоимость газа, используемого на ТЭЦ, составляла 61% от этой величины.

В конкурентной среде будет наблюдаться четкое преимущество в издержках для крупных потребителей, поскольку предельные издержки при поставках им в течение длительного периода ниже. Тем не менее, децентрализованные технологии должны быть способны скомпенсировать недостаток высоких затрат на распределение в больших системах ЦТ, так как транспорт горячей воды обходится значительно дороже, чем природного газа. Практически, можно предположить, что подача горячей воды стоит в три раза больше. Дополнительные издержки на газ для менее мощного теплогенератора, в идеале представляют собой дополнительный транспорт газа от места нахождения крупной установки до места расположения указанного теплогенератора. Это расстояние равно расстоянию подачи горячей воды.

Таблица F–1 представляет оценку экономической стоимости газа и соответствующие стоимостные компоненты для шести городов, исследованных в рамках программы ESMAP .

Таблица F–1. Оценка экономической стоимости природного газа на въезде в город, июль 1996 г.

Страна	Въезд в город	Экономическая стоимость на границе		Стоимость передачи по стране		**Экономическая стоимость на въезде в город**		
		долл./1000 куб. м		долл./1000 куб. м		**долл./1000 куб. м**		**долл./Гкал** [13]
Болгария	София	103,8	1,3,4	11,0	1	**114,8**		13,2
Литва	Каунас	81,5	8,9	4,0	5	**85,5**		9,8
Польша	Вроцлав	102,6	8	15,0	12	**117,6**		13,5
Румыния	Тимишоара	99,8	3	15,0	11	**114,8**		13,2
Россия	Оренбург	45,0	2	0,0	10	**45,0**	2	5,2
Украина	Днепропетровск	80,0	6	3,3	7	**83,3**		9,6

Источник: Сотрудники Всемирного Банка

Примечания:

1. ESMAP: Болгария – "Природному газ: Политика и вопросы"_, отчет № 188/96
2. Стоимость доставки на границе города (Проект SAR отделения жилищного фонда от предприятий на основе проекта по распределению газа, апрель 1996 г).

3. По Украине: 19,8 на основе (Lovei, июль 1996 г.): 1,65 долл. /1000 куб. м /100 км. Средневзвешенная длина транзитных линий, рассчитанная Укргазпроектом, составляет 1190 км. Вышеуказанное значение немного ниже стоимости за транзит, установленный Укргазпроектом, 1992 г. (22 долл.); нет ссылки на газ, полученный как роялти: Оценка Всемирного Банка дает экономические издержки транзита в 15 долл./ 1000 куб. м газ в качестве роялти, составил бы примерно 6,5% от величины пропускной способности, примерно 6 долл. /1000 куб. м. Общая транзитная плата плюс газ в качестве роялти с использованием традиционного метода составила бы 21 долл./ 1000 куб. м.

4. По Румынии: 4,0. В 1992 г. Болгария оплатила транзит натурой: количество газа, оставшееся в Румынии составило 4% от объема газа, импортированного Болгарией из России.

5. В расчет взято (2 долл./ 1000 куб. м ./100 км) * 200 км

6. (Lovei, июль 1996 г.)

7. На основе расчета платы за транзит (Днепропетровск находится в 200 км от российской границы в Новопскове).

8. Газ продается на границе импортера. На основе расчетов платы за транзит для Украины, транзит через Беларусь обошелся бы примерно в 9 долл./ 1000 куб. м (длина трубопровода по Беларуси 500 км). По всей видимости, Польша платит намного больше, чем Литва.

9. (Nocius, июль 1996)

10. Оренбург расположен близко к крупному газовому месторождению. Стоимость транспорта не рассматривается.

11. Средняя стоимость транспорта через Румынию лежит в пределах 11 – 15 долл./ 1000 куб. м (ESMAP: Стратегия в отношении природного газа для Румынии, июль 1996 г.). Большее значение принято из-за расположения г. Тимишоара на самом западном конце страны. Стоимость газа на входе в город может измениться, если Тимишоара будет снабжаться через Венгрию.

12. То же самое значение, как и для Румынии (Вроцлав расположен в западной части Польши). Требует переработки.

13. На основе 1 куб. м = 8700 Ккал (низший предел теплотворности).

Экономические издержки на другие виды топлива

В отношении экономических издержек на другие виды топлива, помимо природного газа, по 6 изученным городам ESMAP см. табл. F – 2.

Табл. F-2. Экономические издержки производство угля, электроэнергии и мазута в СВЕ / БСС

Основные параметры для конкретных примеров: экономические издержки по видам топлива
Базисный год: 1995

	Единица изм.	**Мировой рынок** Роттердам	**Польша** Вроцлав ТЭЦ	Вроцлав Жил. дома	**Украина** Днепропетр.	**Россия** Оренбург	Оренбург	Оренбург	**Болгария** София	**Румыния** Тимишоара	**Литва** Каунас
Уголь, в целом по стране						Кузбасс	Урал	В среднем	Лигнит Марица	Лигнит	нет данных
теплотворность	ккал/кг		5012	7160	5500	5500	4500	5000	1700	1600	
стоимость на шахте	долл. США/т		30	99	42	9	16	13	16	20	
финансовые потери, субсидии	долл. США/т		3	3							
стоимость транспортировки по стране	долл. США/т		10	10	12	25	8	17	20	10	
экономическая стоимость	долл. США/т		43	112	54	34	24	29	36	30	
при теплотворности 7000	**долл. США/т**		**60**	**109**	**69**	**43**	**37**	**40**	**148**	**131**	
	долл. США/Гкал		**8,6**	**15,6**	**9,8**	**6,2**	**5,3**	**5,8**	**21,2**	**18,8**	
Серосодержание, (%)			0,8-1,0%		0,7-0,9%						
Зольность, (%)			21%	5-7%							
Уголь, импорт											
теплотворность	ккал/кг	6000	6000	нет данных	5500	нет данных	нет данных	нет данных	6000	6000	6000
Паритет импорта энергетического угля = цена на границе	долл. США/т		48		35				50	50	48
стоимость транспортировки по стране	долл. США/т		10		15				22	32	5
экономическая стоимость	долл. США/т	45	58		50				72	82	53
при теплотворности 7000	**долл. США/т**	**53**	**68**		**64**				**84**	**96**	**62**
	долл. США/Гкал	**7,5**	**9,7**		**9,1**				**12,0**	**13,7**	**8,8**
Электроэнергия Предельные издержки длительного периода	**центов/Квт.ч**		**4,5**		**3,5**		**2,5**		**3,35**	**4,2**	**2,8**

Источник: Сотрудники Всемирного Банка

Экономическая стоимость производства тепла

Сравнение затрат на производство тепловой энергии на ТЭЦ и в отопительных котельных, подающих тепло в теплосеть, со стоимостью производства тепловой энергии котлами в зданиях, нуждается в поправке на теплопотери при передаче и распределении. Из-за теплопотерь в системах ЦТ существует потребность в большей выработке тепловой энергии на установках ЦТ для подачи того же количества тепловой энергии в здания, которое вырабатывается котлами в зданиях. Теплопотери являются частью стоимости теплопередачи, которая анализируется в Разделе 4.1.3. В двух таблицах ниже показаны результаты анализа воздействия уровня теплопотерь на разницу в стоимости производства тепловой энергии на выходе с предприятия, при сравнении системы на базе ТЭЦ и системы, предусматривающей котлы в здании, включая потребность для увеличения производства.

Табл. F– 3. Разница в стоимости производства тепловой энергии: ТЭЦ-ЦТ против котельных в зданиях, как функция от теплопотерь

Потери	0%	10%	15%	20%	25%
Днепропетровск	$11,3	$10,5	$10,2	$9,8	$9,4
Каунас	$12,6	$11,7	$11,3	$10,9	$10,5
Оренбург	$10,7	$10,1	$9,8	$9,4	$9,1
София	$14,8	$13,8	$13,3	$12,8	$12,3
Тимишоара	$14,2	$13,2	$12,7	$12,2	$11,7
Вроцлав	$20,4	$19,4	$18,9	$18,4	$17,9
В СРЕДНЕМ	$14	$13,1	$12,7	$12,2	$11,8
СРЕД. КОЭФ. СТОИМОСТИ	39%	42%	44%	46%	48%

Источник: Сотрудники Всемирного Банка , на основе конкретных примеров ESMAP

Эффективная система ЦТ, расположенная в районе высокой плотности спроса, имеет теплопотери примерно 10%. Менее эффективные системы или эффективные системы, расположенные в районах с низкими плотностями спроса, будут иметь потери примерно 25%. В таблице F–3 показано сравнительно ограниченное воздействие теплопотерь на преимущества затрат при «оптимизированном производстве на ТЭЦ», и пока стоимость теплопередачи (капитальные издержки плюс затраты на эксплуатацию и техобслуживание минус стоимость теплопотерь) будут ниже 11,8 – 13,1 долл. США/МВт.ч, система ЦТ будет конкурентоспособной. Для установок отопительных котельных, как показано в Табл. F–4, ситуация намного менее благоприятная. Стоимость теплопередачи тогда должна быть ниже 5,3 – 7,4 долл. США. Для графического представления см. Рис. 4.1 в настоящем отчете.

Табл. F– 4. Разница в стоимости производства тепловой энергии: ОК-ЦТ против котельных в зданиях, как функция от теплопотерь

Потери	0%	10%	15%	20%	25%
Днепропетровск	$6,9	$5,7	$5,1	$4,5	$3,9
Каунас	$7,5	$6,1	$5,4	$5,8	$4,1
Оренбург	$7,7	$6,8	$6,3	$5,8	$5,4
София	$8,6	$7,0	$6,2	$5,4	$4,6
Тимишоара	$7,9	$6,3	$5,4	$4,6	$3,8
Вроцлав	$14,2	$12,6	$11,8	$10,5	$10,2
В СРЕДНЕМ	$8,8	$7,4	$6,7	$6,0	$5,3
СРЕД. КОЭФ. СТОИМОСТИ	61%	67%	70%	74%	77%

Источник: Сотрудники Всемирного Банка , на основе конкретных примеров ESMAP

Напряженность тепловой нагрузки и издержки на распределение

Стоимость распределения тепловой энергии обычно представляет собой убывающую функцию напряженности тепловой нагрузки. Используется несколько определений для установления напряженности тепловой нагрузки. «Напряженность теплоемкости» может быть выражена через «МВт/км трубопровода, проложенного в траншее» или как "МВт/км^2". «Напряженность тепловой нагрузки» может быть выражена через «МВт.ч/км трубопровода, проложенного в траншее» и как «МВт.ч / км^2».

Напряженность тепловой нагрузки в виде спроса на теплоемкость энергии на участок (МВт/ км^2) определяется как:

- (расчетная) тепловая нагрузка зданий в соответствующем районе; здесь учитывается тип здания (высотное, низкое);
- размер обслуживаемого участка по определенным группам зданий, и использование территории (улицы, парки, здания и т.д.).

Напряженность тепловой нагрузки через тепловую нагрузку на длину трубопровода определяется через:

- Полную тепловую нагрузку на этом участке; и
- Общую длину трубопроводов на этом участке.

Для расчетов и сравнения теплонапряженности, входные значения должны быть точно определены путем получения ответов на следующие вопросы:

- Емкостная нагрузка: подключенная нагрузка или пиковая нагрузка?
- Энергетическая нагрузка: потребленная или поставленная энергия?
- Длина трубопроводной системы: длина подводящих и обратных труб или длина обводных линий?

- Участок: включая или исключая ненаселенные участки (парки, пруды и т.д.), где находятся границы обслуживаемого участка?

Обычно может быть применен следующий принцип:

- Чем короче сеть на 1 МВт или на 1 МВт.ч годовой нагрузки, тем ниже инвестиционные затраты и ниже теплопотери и потери воды на 1 МВт.ч, проданный потребителю.

Теплопотери возрастают, как и из-за того, что транспортная сеть становится длиннее, так и из-за того, что трубы сужаются. Уровень теплопотерь на единицу транспортируемой тепловой энергии снижается с увеличением диаметра трубопровода до тех пор, пока пропускная способность трубы не увеличится чрезмерно по сравнению с нагрузкой.

Этот принцип полностью базируется на предположении типичной «архитектуры» сети, когда потребители более или менее равномерно распределены по обслуживаемому участку, а сеть имеет множество ответвлений. На рис. F–1 показано, что определение теплонапряженности не может заменить анализ осмотрительности системы ЦТ, поскольку те же самые теплонапряженности (в МВт/км^2) могут скрывать совершенно другие архитектуры сети и, соответственно, другое инвестирование и издержки на распределение.

Соотношение между инвестиционными затратами и теплопотерями, а также напряженностью тепловой нагрузки, соответственно, показано на Рис. F–2 и F–3 более подробно. Используя диаметр трубопроводов вместо напряженности тепловой нагрузки и предполагая,, что для всех диаметров скорость потока одинаковая, на Рис. F – 2 показано, что инвестиционные затраты на единицу пропускной способности при теплопередаче падают до 50% при переходе с 200-мм трубопровода на 400-мм трубопровод и до 30% при переходе на трубопровод диаметром 800 мм. Теплопотери на единицу пропускной способности снижаются еще больше, до 13 и 11%, соответственно. Разница в напряженности нагрузки объясняет огромную разницу при теплопотерях между системами, которые в остальном используют одинаковую технологию. В системах ЦТ Германии, используемых в самых крупных урбанизированных центрах, средние теплопотери составляют около 10%/. В Дании, где ЦТ охватывает более 50% жилищного фонда, средние потери составляют 22%, в небольших сельских системах, потери доходят до 40%. В Нидерландах системы ЦТ появились довольно поздно; и в основном используются в новых, малонаселенных районах; в среднем потери составляют 24%.

Рис. F–1. Теплонапряженность и архитектура сети

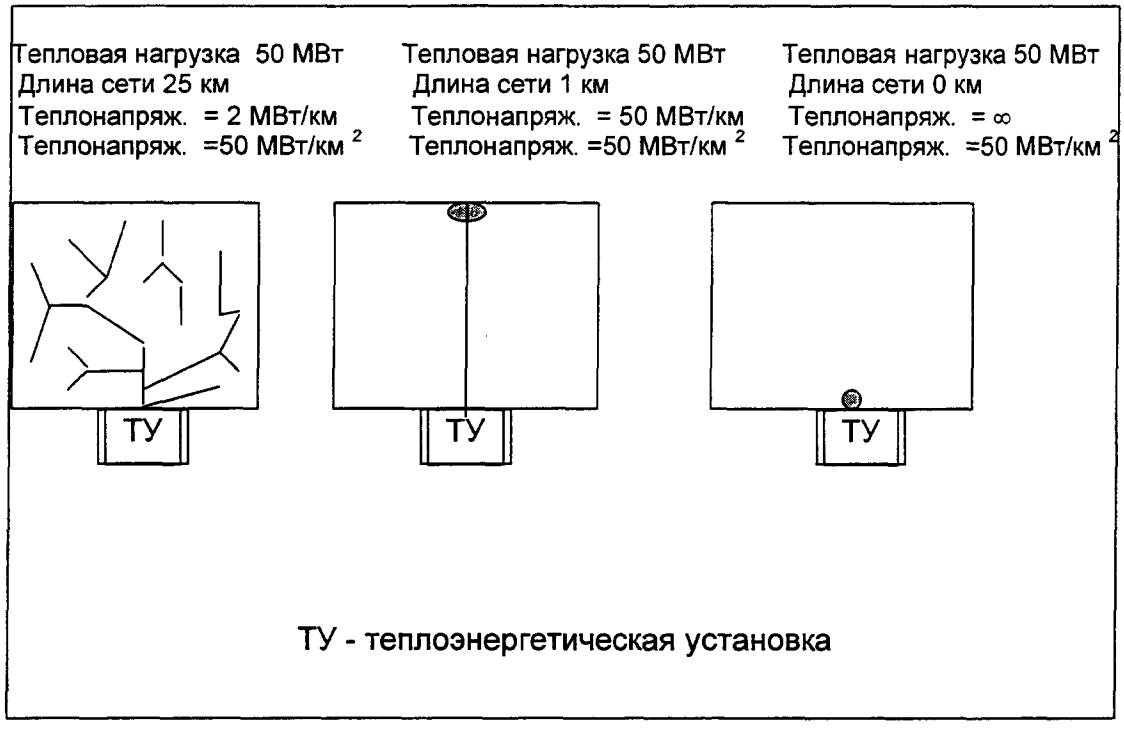
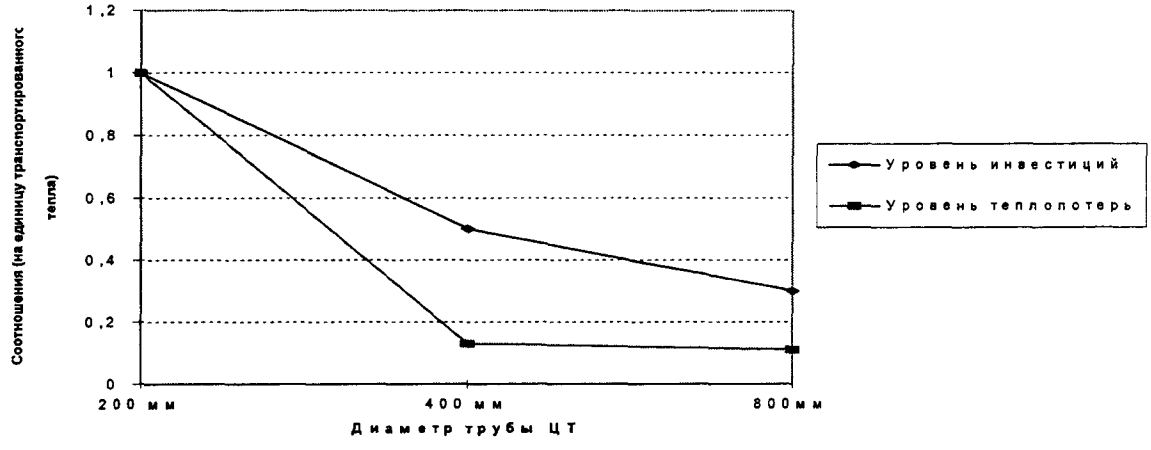


Рис. F–2. Инвестиционные затраты и теплопотери как функция от диаметра трубы



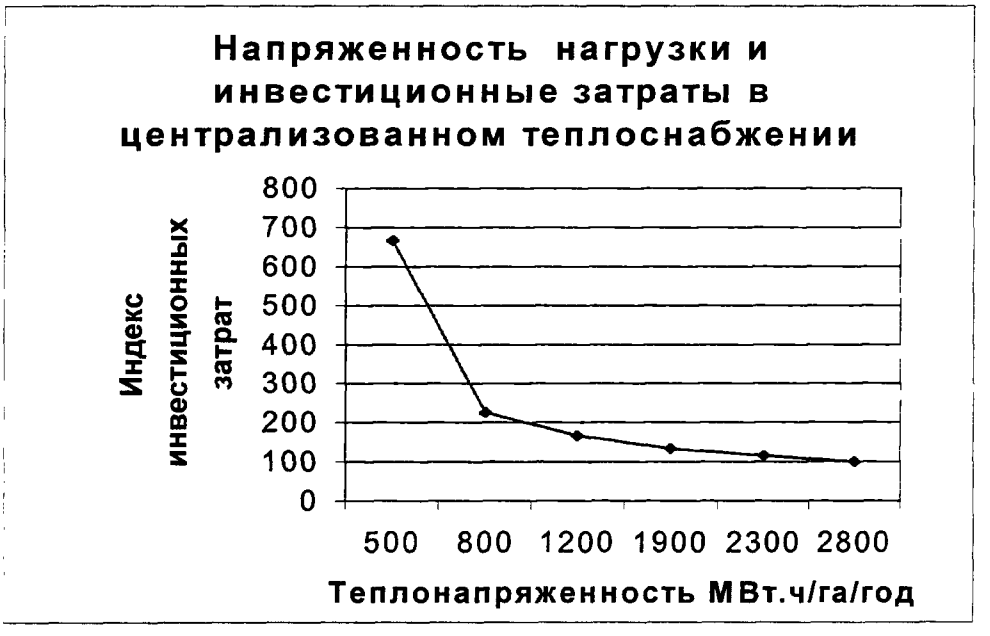
Источник: Рассчитано по данным исследования ESMAP на примере Днепропетровска, Табл. 3.13 и Рис. 3.7.

Примечание: Предполагается постоянная скорость течения для всех диаметров.

Снижение инвестиционных затрат в системе ЦТ с повышением напряженности тепловой нагрузки продемонстрировано на Рис. F–3. Снижение напряженности нагрузки сильно влияет на увеличение инвестиционных затрат, чем на повышение

теплопотерь (см. Рис. F–2). Это, вероятно, вызвано высокой стоимостью инженерных сетей и подключений к зданию, когда та же самая нагрузка распределяется по нескольким зданиям, вместо одного большого здания (Рис. F–1).

РИС. F–3. НАПРЯЖЕННОСТЬ НАГРУЗКИ И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ В ЦЕНТРАЛИЗОВАННОМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ



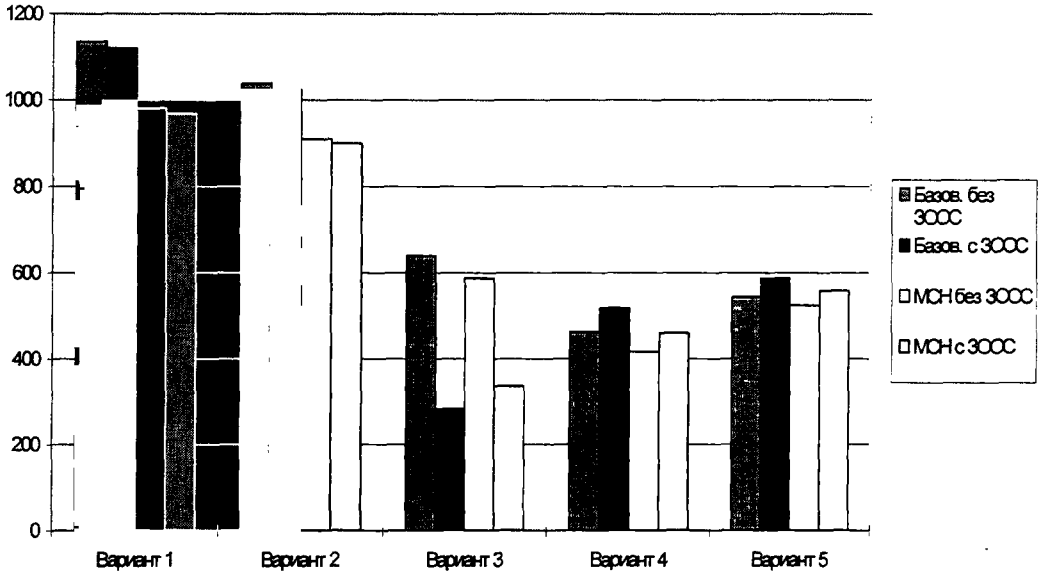
Источник: Витольд Черубин "Институциональные требования по повышению эффективности теплоснабжения. Отчет консультанта ESMAP. Вашингтон, округ Колумбия: Всемирный Банк, 1996 г. (цитируется из исследования ESMAP на примере Вроцлава, Табл. 33).

Во многих исследованиях используется напряженность тепловой нагрузки в качестве первого указания на экономическую границу между ЦТ и системой газоснабжения. Как только возрастающая стоимость транспортировки 1 МВт.ч тепловой энергии с падением напряженности теплового потока ликвидирует преимущества затрат на производство МВт.ч тепла, природный газ становится более выгодным вариантом (см. Табл. 4–2 в основном отчете). Этот подход помогает произвести быстрый отбор районов города, подходящих для снабжения ЦТ, но не устраняет необходимости в более глубоком анализе.

Влияние на окружающую среду различных вариантов теплоснабжения

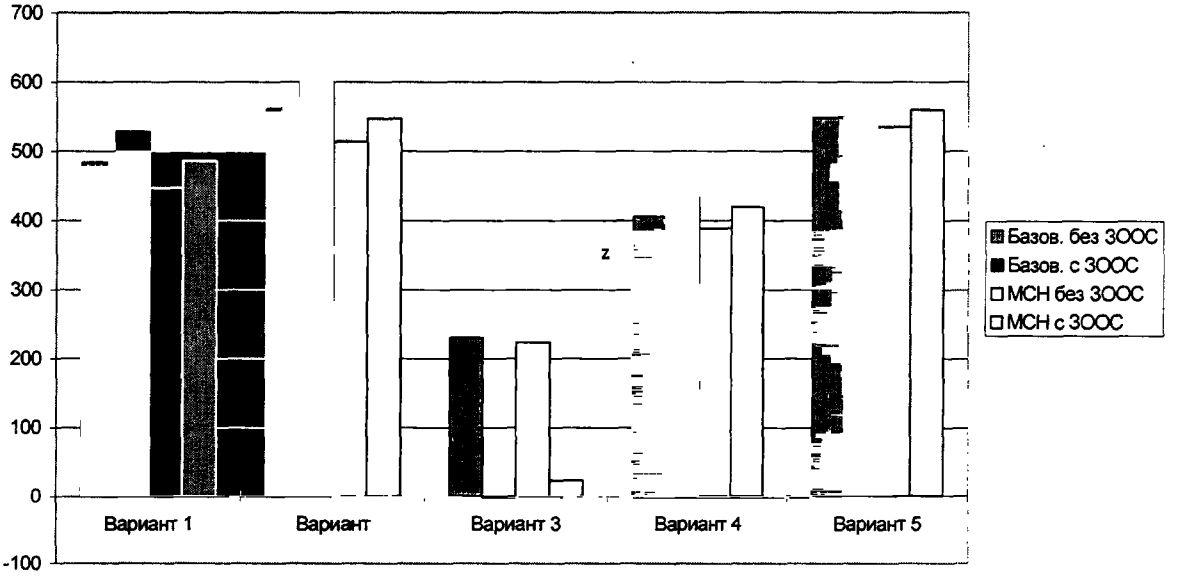
Когда старая неэффективная электростанция, работающая на угле, выбирается в качестве общенационального производителя-заменителя, его выбросы выше, в отличие от предприятия в Разделе 4, чем выбросы существующей ТЭЦ или предлагаемого варианта современной ТЭЦ. Переход на котлы в здании или в квартирах в Оренбурге поэтому увеличило бы суммарные выбросы, что отразилось бы в повышении затрат на тепло, если принять во внимание издержки на охрану окружающей среды. Выбросы при принятии вариантов теплоснабжения на основе ЦТ были бы ниже эмиссий предприятия- заменителя. В результате, общая стоимость тепловой энергии в контрольном варианте или в сценариях мер со стороны потребления, включая издержки, связанные с окружающей средой будет ниже, чем стоимость тепловой энергии в случае "без затрат на охрану окружающей среды". В вариантах с газотурбинным установками замкнутого цикла (ГУЗЦ) эффект особенно очевиден; см. Рис. F-4 и F–5. В примере с Оренбургом, относительно низкие выбросы варианта ГУЗЦ ведут к изменению позиции в пользу варианта ГУЗЦ. Для Вроцлава вариант ГУЗЦ дал бы экономию на выбросах, значения которых выше, чем общая стоимость тепла, таким образом ведя к "бесплатному теплу".

Рис. F-4. Оренбург:
Общегодовые затраты на тепловую энергию на жилище с учетом и без затрат на охрану окружающей среды



Источник: Исследование по программе ESMAP на примере Оренбурга.

Рис. F-5. Вроцлав
Общегодовые затраты на тепловую энергию на жилище с учетом и без затрат на охрану окружающей среды



Источник: Исследование по программе ESMAP на примере Вроцлава.

Приложение G

Днепропетровск/Украина: Интегрированный демонстрационный проект по экономии тепловой энергии

Цели

Проект продемонстрирует экономичность и энергосберегающие меры, как в пределах системы теплоснабжения, так и горячего водоснабжения, а также в зданиях, которые обладают потенциалом для распространения опыта в более крупном масштабе для повышения эффективности предприятий теплоснабжения, снижения энергопотребления в жилищном секторе Украины, и сокращения бюджетов на теплоснабжение, как муниципалитетов, так и потребителей.

Описание проблемы

В рамках проекта ESMAP, по повышению эффективности системы теплоснабжения Центральной и Восточной Европе, г. Днепропетровск на Украине стал одним из городов, отобранных для исследования. Муниципальные органы, так же как и предприятие ЦТ Днепропетровска, проявили высокую заинтересованность в реализации некоторых результатов этого исследования. Поэтому технические задания для исследования на Украине были дополнены демонстрационным проектом, который включил два компонента: усовершенствование производственных мощностей теплоснабжения в пределах ограниченного участка теплосетей и энергосберегающие мероприятия в некоторых зданиях. Тепло, которое подавалось в два здания – в общем, примерно в 300 квартир – расположенных в конце одной из 12 сетей ЦТ в Днепропетровске было недостаточным. Предприятие ЦТ предложило отключить здание от сети ЦТ, и вместо этого, подавать тепло от новой местной котельной. Вдобавок, были предложено снизить тепловую нагрузку и улучшить комфортабельность в зданиях путем инвестирования в некоторые мероприятия по энергосбережению.

Были произведены расчеты для следующих альтернативных вариантов теплоснабжения:

1. Улучшение существующего положения, включая модернизацию существующей отопительной котельной и сетей, реконструкцию теплопункта.
2. Децентрализация теплоснабжения со следующим вариантами:
   - а) строительство местной котельной с котлами, работающими на газе;
   - б) строительство местной установки по комбинированному производству.

Вариант 2 а) оказался наиболее экономичным вариантом теплоснабжения. Для этого компонента проекта были предложены инвестиции в 0,5 млн. долл. США .

Энергосберегающие меры в двух зданиях снизили бы тепловую нагрузку, улучшили бы распределение тепловой энергии внутри зданий и позволили бы регулировать тепло в каждом здании. Предлагаемые меры для каждого здания предусматривали установку приборов для учета тепла, клапанов, регулирующих тепловой баланс, изоляцию труб в подвале и чердаке, улучшение состояния лестничных клеток (дверей и окон), изоляцию подвалов, усовершенствование или замену окон, изоляцию крыш и т.д. На основе опыта работы с подобными проектами в других частях БСС, было подсчитано, что при наличии инвестиций, в целом, на сумму 100 тыс. долл. (примерно 300 долл. на квартиру), общее потребление тепловой энергии могло быть снижено примерно на 1/3. Сравнительно скромные инвестиции, таким образом, привели бы к существенной экономии энергии, тем самым, снижая энергонагрузку, потребление топлива и объем выбросов.

Осуществление проекта

Осуществление проекта разбито на три фазы:

Фаза 1

- подготовка детальной сметы затрат;
- подготовка информации для жильцов зданий и проведение разъяснительной кампании среди них. Сюда входит изучение возможности (частичного) погашения затрат на энергосберегающие инвестиции со стороны жильцов зданий и обеспечение участия жильцов в будущем распространении результатов проекта;
- выполнение обследования домохозяйств;
- начало измерительных работ в двух зданиях. Это позволит получить базовые данные по энергопотреблению, по которым будет оцениваться энергосбережение в будущем.

Результатом этой первой фазы стали оценка сметной стоимости проекта и определение обязательного бюджета для второй фазы.

Фаза 2

Фактическое осуществление проекта проводилось в рамках договора «под ключ», который предусматривал:

- выполнение подробных инженерных расчетов проекта:
- подготовку тендерных документов;
- подготовку соглашения с местными субподрядчиками;

- закупки оборудования и услуг (ЗОУ);
- надзор за осуществлением проекта; и
- испытание оборудования и пусконаладочные работы.

Фаза 3

Оборудование будет непрерывно контролироваться в течение отопительного сезона и в зданиях будет проведена вторая серия измерительных работ для определения фактического энергосбережения. Будет также проведено постинвестиционное обследование участвующих домохозяйств. В итоге, будет подготовлен краткий отчет по результатам и работе оборудования, энергосберегающим мероприятиям, и проведен семинар в Днепропетровске для представления и обсуждения результатов демонстрационного проекта.

Ожидаемый результат

Демонстрационный проект даст улучшение в системе теплоснабжения в одной части г. Днепропетровска, повышение комфорта и снижение энергетических затрат для жильцов зданий, куда будет подаваться тепло. Муниципалитет и энергоснабжающие предприятия Днепропетровска получат знания о технической, экономической, финансовой и экологической оценке альтернативных вариантов теплоснабжения и взаимодействии вариантов теплоснабжения, как со стороны потребления, так и подачи. Практический семинар по распространению опыта ознакомит другие муниципальные органы и предприятия по энергоснабжению, а также государственные структуры на Украине о воздействии снижения затрат в результате этих технологий на бюджет города, предприятия, семьи. В итоге, проект покажет для Всемирного Банка каким образом варианты теплоснабжения, под влиянием потребления и предложения могут комбинироваться для обеспечения экономичного тепла и горячей воды и повышения уровня комфортабельности в жилых зданиях.

График осуществления

По плану проект начинался в марте 1997 г. Первая фаза охватывала период по май 1997 г. Первые четыре позиции второй фазы должны были быть проведены в апреле-мае 1997 г. так, чтобы выполнить строительные работы в период, когда нет отопительного сезона, т.е. с мая месяца по сентябрь 1997 г.

Существенные задержки, связанные с получением разрешений на импорт, освобождения от налогообложения, разрешения на эксплуатацию и т.д., привели к задержке на более, чем 6 месяцев. Оборудование, а также отремонтированные здания были в конечном итоге готовы к использованию к июлю 1998 г., хотя оборудование все еще приходилось регулировать вручную. Весной 1999 были произведены поправки. В течение первой половины отопительного сезона 1999 – 2000 гг. оборудование будет постоянно контролироваться, и в зданиях будет проведена еще одна серия измерительных работ. С октября 1998 по январь 1999 г. было проведено второе

обследование домохозяйств, показавшее, что жильцы были более довольны своей отопительной системой. Отчет по опыту работы с демонстрационным проектом будет опубликован в Днепропетровске. Зимой 1999 г. будет проведен семинар с участием представителей государственных органов на республиканском, областном и местном уровнях.

Финансирование

Демонстрационный проект осуществляется программой ESMAP, при сотрудничестве с правительством Нидерландов. ESMAP отвечает за техническую помощь проекта в фазах 1 и 3. Оборудование было закуплено и установлено и соответствующее техническое содействие было профинансировано при параллельном софинансировании со стороны министерства экономических дел Нидерландов / SENTER. Общий бюджет составил примерно 0,9 млн. долл. США. Вдобавок, муниципальные власти через предприятия ЦТ профинансировали и выполнили следующие работы, связанные с проектом: все строительные работы (включая возведение котельной и дымовой трубы; подключение котельной к промежуточной газораспределительной сети среднего давления, а также сети электро- и водоснабжения; все необходимые виды работ по модернизации внутренних водопроводно-канализационных систем, строительные и электрические работы; подключение новых теплообменников для ГВКБВ в здании).

Приложение Н

Определения

Страны в Приложении I	Страны ОЭСР плюс Чешская Республика и Венгрия, которые присоединились к Конвенции о климате от 1992 г. в Рио-де-Жанейро для стабилизации своих выбросов CO2 в 2000 г. на уровне 1990 г.
Автономная система отопления	Обогревающий котел, расположенный внутри здания или подключенный к жилому зданию, и снабжающий теплом и горячей водой все здание (и, возможно, соседние здания), но не подключенный к системе централизованного теплоснабжения.
Средняя нагрузка	Общая энергия, произведенная в кВт.ч (или Гкал или ГДж), разделенное на годовое количество часов эксплуатации,. выражается в МВт, Гкал/ч или ГДж/ч,
ТЭЦ с противодавлением	В обычной конденсационной электростанции пар конденсируется примерно при 40^0C для создания, по возможности, наилучшего вакуума в конденсаторе для максимального увеличения выработки электроэнергии турбиной, до примерно 40% расходуемого топлива. Такая температура слишком низка для ЦТ. Поэтому, на ТЭЦ с противодавлением пар «конденсируется» в теплообменнике при более высокой температуре, для того, чтобы вода для ЦТ достигла температур порядка 85 – 130^0C. Сравнительно высокая температура охлаждения повышает почти вакуум конденсатора до примерно 0,5/1,5 бар давления в теплообменнике (отсюда термин «противодавление»). Это ограничивает выработку электроэнергии до примерно 35% энергетического содержания расходуемого топлива, но позволяет использовать вырабатываемое тепло (примерно 55% всего расходуемого топлива) для нагревания воды в ЦТ. Это дает 90% общего КПД энергопреобразования и соотношение выработки электроэнергии к выработке тепла (= C_m) 0,64. ТЭЦ с противодавлением имеет постоянное соотношение C_m в режиме когда работает только ТЭЦ, но пропорции можно сделать более гибкими, используя перепускной клапан турбины и/или дополнительный охладитель, таким образом, отдельно производя тепловую и электрическую энергию.
Пар противодавления	Пар от конца паровой турбины с низким давлением
Котел здания	см. «Автономная система отопления»
Теплопункт здания	Теплопункт, расположенный в подвале здания, где распределяется тепло по данному зданию. Различают зависимую и косвенную схемы отопления; последние имеют

	теплообменники.
Коэффициент использования установленной мощности	Средняя нагрузка (МВт), разделенная на установленную мощность установки (МВт).
Централизованное отопление	Система отопления, в которой источник тепла не расположен в отдельных квартирах или комнатах.
Коэффициент одновременности	Степень одновременного совпадения пиковой нагрузки всех потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, которая равняется отношению пиковой нагрузки на уровне потребителя к подключенной нагрузке.
Конденсация	Режим работы турбины, благодаря которому избыточный пар участка расширяется до достижения по возможности самого низкого давления (стадии вакуума) для выработки большей электроэнергии, затем выпускается в конденсатор и конденсатор возвращается в котел.
Конденсационно-теплофикационная ТЭЦ	На такой энергоустановке пар отбирается из турбин при таких уровнях температуры и давления, которые достаточно высоки для целей ЦТ. Пар, который не был отобран, продолжает поступать в конденсационную часть установки. Такая ТЭЦ имеет переменное соотношение C_m: чем больше отбор пара для производства горячей воды, тем меньше объем выработки электроэнергии в конденсационной части. Конденсационно-теплофикационные ТЭЦ могут работать в любом режиме, начиная с режима почти полного противодавления (электрический КПД максимум 35% и тепловой КПД максимум 50% всего расхода топлива в энергоустановке, работающей на угле) и кончая режимом полной конденсации (электрический КПД макс. 40%, а энергоустановка на угле не вырабатывает тепло). Средний энергетический КПД ТЭЦ будет в пределах 60–85%, в зависимости от подключенной тепловой нагрузки.
Коэффициент C_m	Отношение электроэнергии к тепловой энергии - отношение производства электроэнергии к производству тепловой энергии на ТЭЦ измеряется в энергетических эквивалентах, например, в выработке МВт.
Подключенная нагрузка	Сумма отдельных нагрузок для максимальной теплоемкости потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения в данном районе обслуживания.
Градусо-дни	Мера интенсивности отопительного сезона. Определяется как разница в температуре между желаемой температурой помещения (17^0 – 20^0C минус 3^0 "бесплатной", температуры, которая вырабатывается домашними электроприборами и теплом человеческого тела) и среднесуточной температурой наружного воздуха в течение отопительного сезона умноженное на количество дней отопительного сезона. Последние две цифры базируются на долгосрочных средних

	значениях.
Меры на стороне нагрузки	Инвестиционные меры, которые влияют на уровень и структуру тепловой нагрузки.
Расчетные температуры	Используются для расчета пиковой нагрузки для емкости здания. Внешняя: самая низкая температура, наблюдавшаяся в течение 10 – 20 дней в год (по данным метеосводок за последние 20 лет). Внутри помещения: желаемая температура внутри помещения -обычно 20^0C.
Централизованное теплоснабжение	Система централизованного теплоснабжения, которая обслуживает, по крайней мере, несколько зданий через распределительную сеть.
Районный теплопункт	Теплопункты или централизованные теплопункты являются подстанциями тепловой энергии, которая разделяет первичную систему передачи тепловой энергии от вторичной через теплообменник (гидравлическая классификация первичной и вторичной сети).
Распределительный теплопункт	Теплопункт расположенный в пределах системы централизованного теплоснабжения, который разделяет тепловые потоки по нескольким зданиям. Различаются зависимые и косвенные схемы отопления: последние оборудованы теплообменниками.
Компания по оказанию энергетических услуг	КОЭУ является предприятием, которое разрабатывает, финансирует и осуществляет проекты, нацеленные на улучшение энергетического КПД, таким образом уменьшая затраты на и эксплуатацию для потребителя. Зачастую, проекты осуществляются в течение длительного периода времени, обычно от 2 до 10 лет. КОЭУ отличается, например, от консалтинговых фирм, предлагающих услуги по повышению энергетического КПД, или производителей оборудования, использованием концепции договора на достижение определенных результатов деятельности. Такой договор связывает платежи и финансирование непосредственно с количеством энергии, фактически сэкономленной потребителем.
Внешняя выгода	Осязаемые или неосязаемые выгоды, связанные с деятельностью, которая не имеет рыночной цены.
Внешние издержки	Осязаемые или неосязаемые затраты, связанные с деятельностью, которая не влияет на рыночную цену этой деятельности.
Теплообменник	Устройство, в котором тепло переходит из одного потока жидкости/газа в другой без смешения. В нем для теплообмена должна поддерживаться разница температур между потоками. Теплообменники различаются по конструкции и режиму работы, например, кожухотрубный, пластинчатый или вращающийся.
Установленная тепловая	Генерирующая мощность, установленная для подачи тепла

мощность	на обслуживаемый участок.
Совместная реализация	Инвестиции в страну, не включенную в Приложение I для снижения выбросов CO2 с софинансированием объекта, например, предприятия коммунального хозяйства, страной, включенной в Приложение I .
Финансирование с ограниченным требованием оплаты	Кредитное соглашение, по которому погашение займа и требование оплаты в случае невыполнения обязательств зависит, в основном, от движения денежных средств проекта.
Коэффициент использования мощности	Отношение между средней потребностью в тепле в течение отопительного сезона и пиковой тепловой нагрузкой.
Финансирование без требования оплаты	Требование погашения долга или требование оплаты в случае невыполнения обязательства, или того и другого, принадлежит исключительно к прерогативе компании, осуществляющей проект / инвестирующему коммунальному хозяйству.
Нетехнические потери	Системные потери из-за хищения (или отвода воды для целей, не связанных с отоплением помещений) и в результате отсутствия приборов учета.
Отработанный пар	Также называется паром из регулируемого отбора турбины. Пар, который отбирается на каком-то участке в паровой турбине по техническим условиям для конкретного давления, остаток остается в турбине до стадии отработавшего пара для дальнейшей выработки энергии. Для того, чтобы удовлетворить технические условия для различных участков, может быть предусмотрено более одного отвода для пара.
Пиковая тепловая нагрузка	Максимальная тепловая нагрузка на уровне потребителя, которая требуется в какой-либо момент в течение отопительного сезона. (На уровне теплоцентрали это относится к максимальному уровню производства тепла во время зимнего сезона).
Первичный двигатель	Первичный двигатель является системой привода для схемы ТЭЦ. Все системы, которые в настоящее время существуют, работают на двигателях. Распространение получили три первичных двигателя: газовые турбины, поршневые двигатели и паровые турбины.
Резервная мощность	Разница между установленной тепловой мощностью и пиковой тепловой нагрузкой.
Паровая турбина	Один из первичных двигателей для систем комбинированного производства электроэнергии и тепла. Пар высокого давления, образующийся в обычном котле, расширяется по турбине и вырабатывает механическую энергию, которая затем может быть использована для приведения в действие электрогенератора. Выработанная энергия зависит от того, насколько давление пара может

	быть снижено при проходе через турбину до того, как потребуется удовлетворить потребность в тепловой энергии. Такая система вырабатывает меньше электрической энергии на единицу топлива, чем газовая турбина или система комбинированного производства, работающая на двигателе, хотя его общий КПД выше.
Заинтересованные стороны	Лица и учреждения, которые имеют право на то, чтобы их интересы были учтены при принятии решений по тому или иному вопросу.
Технические потери	Системные потери, обусловленные потерей энергии во время передачи и распределения.
Коэффициент использования	Пиковая нагрузка (в МВт) разделенная на мощность установки (в МВт).
Число пополнений воды	Общие потери воды в течение года, разделенные на объем воды в системах передачи и распределения (вместимость трубопроводной сети).
Меры по снижению воздействий внешней среды	Меры, нацеленные на снижение теплопередачи через корпус здания.

Библиография

Исследования, проведенные в рамках программы ESMAP "Повышение КПД систем теплоснабжения в Центральной и Восточной Европе, республиках бывшего СССР"

DNIEPROPETROVSK/UKRAINE.
DUTCH TASK FORCE: TEBODIN/ECN/ENECO. JUNE 10, 1997. FINAL CONSULTANT REPORT. THE HAGUE.

Kaunas/Lithuania.
Dutch Task Force: Tebodin/ECN/Eneco. May 23, 1997. Final Consultant Report. The Hague.

Orenburg/Russia.
Stork Comprimo Consultants. March 1997. Final Consultant Report. Amsterdam.

Sofia/Bulgaria.
Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft (MVV). April 1997. Final Consultant Report (Fieldwork carried out jointly with Sofregaz). With support from Kreditanstalt für Wiederaufbau/French Consultant Trust Fund. Mannheim.

Timisoara/Romania.
MVV. April 1997. Final Consultant Report (fieldwork carried out jointly with Sofregaz). With support from Kreditanstalt für Wiederaufbau/French Consultant Trust Fund. Mannheim.

Wroclaw/Poland.
Stork Comprimo Consultants. March 1997. Final Consultant Report. Amsterdam.

Другие материалы, подготовленные в рамках программы ESMAP "Повышение КПД систем теплоснабжения в Центральной и Восточной Европе, республиках бывшего СССР"

Arpaillange, Josephine. June 1995. *Lithuania—The Buildings and the People: Homeowner Association Profile, Household Energy Survey, Building Assessment Study.* Main Report and List of Reports. Washington, D.C.: World Bank.

BCEOM French Engineering Consultants. 1995. *Cost-effective Technologies for Thermo-Rehabilitation of Buildings in Lithuania.* Final Consultant Report; with support from the European Commission DG XVII THERMIE Program.

Biomass Technology Group. May 30, 1995. "Household Fuel Appliance Assessment Study on Lithuania." Draft Report.

Cherubin, Witold. September 1996. *Institutional Requirements for Increasing the Efficiency of Heating in Poland.* Final Consultant Report. Warsaw.

Friedemann & Johnson Consultants/MVV. September 1995. "Increasing the Efficiency of the Heating Sector in Central and Eastern Europe: Definition of Methodology." Draft Consultant Report. With support from the European Commission DG XVII THERMIE Program and MVV (Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft).

Mostert, Wolfgang. December 1997. *The Heating Sector in Central and Eastern Europe: Issues and Options*. Final Consultant Report. Copenhagen.

Oeko-Institut. March 1998. *Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe: Application of the Environmental Manual for Power Development.* Final Consultant Report. Darmstadt.

Pogorzelski, Jerzy, and Krzysztof Kasperkiewicz. October 1996. *The Role of Energy Conservation in Increasing the Efficiency of Heating in Poland.* Final Consultant Report. Warsaw.

Vine, Edward, Eduardas Kazakevicius, Lee Schipper, and Stephen Meyers. April 1997. *Residential Energy Use in Lithuania: The Prospects for Energy Efficiency.* Final Consultant Report. Berkeley.

Дополнительные материалы

Martinot, Eric. 1997. "Investments to Improve the Energy Efficiency of Existing Residential Buildings in Countries of the Former Soviet Union." *Studies of Economies in Transition 24* (Washington, D.C.: The World Bank).

World Bank. April 1998. *Profile of Energy Sector Activities of the World Bank in ECA.* Washington, D.C.

Joint UNDP/World Bank

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF REPORTS ON COMPLETED ACTIVITIES

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
	SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)		
Africa Regional	Anglophone Africa Household Energy Workshop (English)	07/88	085/88
	Regional Power Seminar on Reducing Electric Power System Losses in Africa (English)	08/88	087/88
	Institutional Evaluation of EGL (English)	02/89	098/89
	Biomass Mapping Regional Workshops (English)	05/89	--
	Francophone Household Energy Workshop (French)	08/89	--
	Interafrican Electrical Engineering College: Proposals for Short- and Long-Term Development (English)	03/90	112/90
	Biomass Assessment and Mapping (English)	03/90	--
	Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa (English)	06/96	182/96
	Commercialization of Marginal Gas Fields (English)	12/97	201/97
	Commercilizing Natural Gas: Lessons from the Seminar in Nairobi for Sub-Saharan Africa and Beyond	01/00	225/00
Angola	Energy Assessment (English and Portuguese)	05/89	4708-ANG
	Power Rehabilitation and Technical Assistance (English)	10/91	142/91
Benin	Energy Assessment (English and French)	06/85	5222-BEN
Botswana	Energy Assessment (English)	09/84	4998-BT
	Pump Electrification Prefeasibility Study (English)	01/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy (English)	07/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Study (English)	07/87	072/87
	Household Energy Issues Study (English)	02/88	--
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	05/91	132/91
Burkina Faso	Energy Assessment (English and French)	01/86	5730-BUR
	Technical Assistance Program (English)	03/86	052/86
	Urban Household Energy Strategy Study (English and French)	06/91	134/91
Burundi	Energy Assessment (English)	06/82	3778-BU
	Petroleum Supply Management (English)	01/84	012/84
	Status Report (English and French)	02/84	011/84
	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987) (English and French)	05/85	036/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	09/85	042/85
	Peat Utilization Project (English)	11/85	046/85
	Energy Assessment (English and French)	01/92	9215-BU
Cape Verde	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5073-CV
	Household Energy Strategy Study (English)	02/90	110/90
Central African Republic	Energy Assessement (French)	08/92	9898-CAR
Chad	Elements of Strategy for Urban Household Energy The Case of N'djamena (French)	12/93	160/94
Comoros	Energy Assessment (English and French)	01/88	7104-COM
	In Search of Better Ways to Develop Solar Markets: The Case of Comoros	05/00	230/00
Congo	Energy Assessment (English)	01/88	6420-COB
	Power Development Plan (English and French)	03/90	106/90
Côte d'Ivoire	Energy Assessment (English and French)	04/85	5250-IVC
	Improved Biomass Utilization (English and French)	04/87	069/87

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Côte d'Ivoire	Power System Efficiency Study (English)	12/87	--
	Power Sector Efficiency Study (French)	02/92	140/91
	Project of Energy Efficiency in Buildings (English)	09/95	175/95
Ethiopia	Energy Assessment (English)	07/84	4741-ET
	Power System Efficiency Study (English)	10/85	045/85
	Agricultural Residue Briquetting Pilot Project (English)	12/86	062/86
	Bagasse Study (English)	12/86	063/86
	Cooking Efficiency Project (English)	12/87	--
	Energy Assessment (English)	02/96	179/96
Gabon	Energy Assessment (English)	07/88	6915-GA
The Gambia	Energy Assessment (English)	11/83	4743-GM
	Solar Water Heating Retrofit Project (English)	02/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications (English)	03/85	032/85
	Petroleum Supply Management Assistance (English)	04/85	035/85
Ghana	Energy Assessment (English)	11/86	6234-GH
	Energy Rationalization in the Industrial Sector (English)	06/88	084/88
	Sawmill Residues Utilization Study (English)	11/88	074/87
	Industrial Energy Efficiency (English)	11/92	148/92
Guinea	Energy Assessment (English)	11/86	6137-GUI
	Household Energy Strategy (English and French)	01/94	163/94
Guinea-Bissau	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5083-GUB
	Recommended Technical Assistance Projects (English & Portuguese)	04/85	033/85
	Management Options for the Electric Power and Water Supply Subsectors (English)	02/90	100/90
	Power and Water Institutional Restructuring (French)	04/91	118/91
Kenya	Energy Assessment (English)	05/82	3800-KE
	Power System Efficiency Study (English)	03/84	014/84
	Status Report (English)	05/84	016/84
	Coal Conversion Action Plan (English)	02/87	--
	Solar Water Heating Study (English)	02/87	066/87
	Peri-Urban Woodfuel Development (English)	10/87	076/87
	Power Master Plan (English)	11/87	--
	Power Loss Reduction Study (English)	09/96	186/96
	Implementation Manual: Financing Mechanisms for Solar Electric Equipment	07/00	231/00
Lesotho	Energy Assessment (English)	01/84	4676-LSO
Liberia	Energy Assessment (English)	12/84	5279-LBR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	06/85	038/85
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	081/87
Madagascar	Energy Assessment (English)	01/87	5700-MAG
	Power System Efficiency Study (English and French)	12/87	075/87
	Environmental Impact of Woodfuels (French)	10/95	176/95
Malawi	Energy Assessment (English)	08/82	3903-MAL
	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry (English)	11/83	009/83
	Status Report (English)	01/84	013/84
Mali	Energy Assessment (English and French)	11/91	8423-MLI
	Household Energy Strategy (English and French)	03/92	147/92
Islamic Republic of Mauritania	Energy Assessment (English and French)	04/85	5224-MAU
	Household Energy Strategy Study (English and French)	07/90	123/90

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Mauritius	Energy Assessment (English)	12/81	3510-MAS
	Status Report (English)	10/83	008/83
	Power System Efficiency Audit (English)	05/87	070/87
	Bagasse Power Potential (English)	10/87	077/87
	Energy Sector Review (English)	12/94	3643-MAS
Mozambique	Energy Assessment (English)	01/87	6128-MOZ
	Household Electricity Utilization Study (English)	03/90	113/90
	Electricity Tariffs Study (English)	06/96	181/96
	Sample Survey of Low Voltage Electricity Customers	06/97	195/97
Namibia	Energy Assessment (English)	03/93	11320-NAM
Niger	Energy Assessment (French)	05/84	4642-NIR
	Status Report (English and French)	02/86	051/86
	Improved Stoves Project (English and French)	12/87	080/87
	Household Energy Conservation and Substitution (English and French)	01/88	082/88
Nigeria	Energy Assessment (English)	08/83	4440-UNI
	Energy Assessment (English)	07/93	11672-UNI
Rwanda	Energy Assessment (English)	06/82	3779-RW
	Status Report (English and French)	05/84	017/84
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	08/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques (English and French)	02/87	065/87
	Energy Assessment (English and French)	07/91	8017-RW
	Commercialization of Improved Charcoal Stoves and Carbonization Techniques Mid-Term Progress Report (English and French)	12/91	141/91
SADC	SADC Regional Power Interconnection Study, Vols. I-IV (English)	12/93	--
SADCC	SADCC Regional Sector: Regional Capacity-Building Program for Energy Surveys and Policy Analysis (English)	11/91	--
Sao Tome and Principe	Energy Assessment (English)	10/85	5803-STP
Senegal	Energy Assessment (English)	07/83	4182-SE
	Status Report (English and French)	10/84	025/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	05/85	037/85
	Preparatory Assistance for Donor Meeting (English and French)	04/86	056/86
	Urban Household Energy Strategy (English)	02/89	096/89
	Industrial Energy Conservation Program (English)	05/94	165/94
Seychelles	Energy Assessment (English)	01/84	4693-SEY
	Electric Power System Efficiency Study (English)	08/84	021/84
Sierra Leone	Energy Assessment (English)	10/87	6597-SL
Somalia	Energy Assessment (English)	12/85	5796-SO
South Africa Republic of	Options for the Structure and Regulation of Natural Gas Industry (English)	05/95	172/95
Sudan	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	05/83	003/83
	Energy Assessment (English)	07/83	4511-SU
	Power System Efficiency Study (English)	06/84	018/84
	Status Report (English)	11/84	026/84
	Wood Energy/Forestry Feasibility (English)	07/87	073/87
Swaziland	Energy Assessment (English)	02/87	6262-SW
	Household Energy Strategy Study	10/97	198/97
Tanzania	Energy Assessment (English)	11/84	4969-TA
	Peri-Urban Woodfuels Feasibility Study (English)	08/88	086/88
	Tobacco Curing Efficiency Study (English)	05/89	102/89
	Remote Sensing and Mapping of Woodlands (English)	06/90	--

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Tanzania	Industrial Energy Efficiency Technical Assistance (English)	08/90	122/90
	Power Loss Reduction Volume 1: Transmission and Distribution SystemTechnical Loss Reduction and Network Development (English)	06/98	204A/98
	Power Loss Reduction Volume 2: Reduction of Non-Technical Losses (English)	06/98	204B/98
Togo	Energy Assessment (English)	06/85	5221-TO
	Wood Recovery in the Nangbeto Lake (English and French)	04/86	055/86
	Power Efficiency Improvement (English and French)	12/87	078/87
Uganda	Energy Assessment (English)	07/83	4453-UG
	Status Report (English)	08/84	020/84
	Institutional Review of the Energy Sector (English)	01/85	029/85
	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry (English)	02/86	049/86
	Fuelwood/Forestry Feasibility Study (English)	03/86	053/86
	Power System Efficiency Study (English)	12/88	092/88
	Energy Efficiency Improvement in the Brick and Tile Industry (English)	02/89	097/89
	Tobacco Curing Pilot Project (English)	03/89	UNDP Terminal Report
	Energy Assessment (English)	12/96	193/96
	Rural Electrification Strategy Study	09/99	221/99
Zaire	Energy Assessment (English)	05/86	5837-ZR
Zambia	Energy Assessment (English)	01/83	4110-ZA
	Status Report (English)	08/85	039/85
	Energy Sector Institutional Review (English)	11/86	060/86
	Power Subsector Efficiency Study (English)	02/89	093/88
	Energy Strategy Study (English)	02/89	094/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	08/90	121/90
Zimbabwe	Energy Assessment (English)	06/82	3765-ZIM
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	005/83
	Status Report (English)	08/84	019/84
	Power Sector Management Assistance Project (English)	04/85	034/85
	Power Sector Management Institution Building (English)	09/89	--
	Petroleum Management Assistance (English)	12/89	109/89
	Charcoal Utilization Prefeasibility Study (English)	06/90	119/90
	Integrated Energy Strategy Evaluation (English)	01/92	8768-ZIM
	Energy Efficiency Technical Assistance Project: Strategic Framework for a National Energy Efficiency Improvement Program (English)	04/94	--
	Capacity Building for the National Energy Efficiency Improvement Programme (NEEIP) (English)	12/94	--
	Rural Electrification Study	03/00	228/00
	EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)		
Asia Regional	Pacific Household and Rural Energy Seminar (English)	11/90	--
China	County-Level Rural Energy Assessments (English)	05/89	101/89
	Fuelwood Forestry Preinvestment Study (English)	12/89	105/89
	Strategic Options for Power Sector Reform in China (English)	07/93	156/93
	Energy Efficiency and Pollution Control in Township and Village Enterprises (TVE) Industry (English)	11/94	168/94

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
China	Energy for Rural Development in China: An Assessment Based on a Joint Chinese/ESMAP Study in Six Counties (English)	06/96	183/96
	Improving the Technical Efficiency of Decentralized Power Companies	09/99	222/999
Fiji	Energy Assessment (English)	06/83	4462-FIJ
Indonesia	Energy Assessment (English)	11/81	3543-IND
	Status Report (English)	09/84	022/84
	Power Generation Efficiency Study (English)	02/86	050/86
	Energy Efficiency in the Brick, Tile and Lime Industries (English)	04/87	067/87
	Diesel Generating Plant Efficiency Study (English)	12/88	095/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	02/90	107/90
	Biomass Gasifier Preinvestment Study Vols. I & II (English)	12/90	124/90
	Prospects for Biomass Power Generation with Emphasis on Palm Oil, Sugar, Rubberwood and Plywood Residues (English)	11/94	167/94
Lao PDR	Urban Electricity Demand Assessment Study (English)	03/93	154/93
	Institutional Development for Off-Grid Electrification	06/99	215/99
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study (English)	03/87	068/87
	Gas Utilization Study (English)	09/91	9645-MA
Myanmar	Energy Assessment (English)	06/85	5416-BA
Papua New Guinea	Energy Assessment (English)	06/82	3882-PNG
	Status Report (English)	07/83	006/83
	Energy Strategy Paper (English)	--	--
	Institutional Review in the Energy Sector (English)	10/84	023/84
	Power Tariff Study (English)	10/84	024/84
Philippines	Commercial Potential for Power Production from Agricultural Residues (English)	12/93	157/93
	Energy Conservation Study (English)	08/94	--
Solomon Islands	Energy Assessment (English)	06/83	4404-SOL
	Energy Assessment (English)	01/92	979-SOL
South Pacific	Petroleum Transport in the South Pacific (English)	05/86	--
Thailand	Energy Assessment (English)	09/85	5793-TH
	Rural Energy Issues and Options (English)	09/85	044/85
	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns (English)	09/87	079/87
	Northeast Region Village Forestry and Woodfuels Preinvestment Study (English)	02/88	083/88
	Impact of Lower Oil Prices (English)	08/88	--
	Coal Development and Utilization Study (English)	10/89	--
Tonga	Energy Assessment (English)	06/85	5498-TON
Vanuatu	Energy Assessment (English)	06/85	5577-VA
Vietnam	Rural and Household Energy-Issues and Options (English)	01/94	161/94
	Power Sector Reform and Restructuring in Vietnam: Final Report to the Steering Committee (English and Vietnamese)	09/95	174/95
	Household Energy Technical Assistance: Improved Coal Briquetting and Commercialized Dissemination of Higher Efficiency Biomass and Coal Stoves (English)	01/96	178/96
Western Samoa	Energy Assessment (English)	06/85	5497-WSO

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
	SOUTH ASIA (SAS)		
Bangladesh	Energy Assessment (English)	10/82	3873-BD
	Priority Investment Program (English)	05/83	002/83
	Status Report (English)	04/84	015/84
Bangladesh	Power System Efficiency Study (English)	02/85	031/85
	Small Scale Uses of Gas Prefeasibility Study (English)	12/88	--
India	Opportunities for Commercialization of Nonconventional Energy Systems (English)	11/88	091/88
	Maharashtra Bagasse Energy Efficiency Project (English)	07/90	120/90
	Mini-Hydro Development on Irrigation Dams and Canal Drops Vols. I, II and III (English)	07/91	139/91
	WindFarm Pre-Investment Study (English)	12/92	150/92
	Power Sector Reform Seminar (English)	04/94	166/94
	Environmental Issues in the Power Sector (English)	06/98	205/98
	Environmental Issues in the Power Sector: Manual for Environmental Decision Making (English)	06/99	213/99
	Household Energy Strategies for Urban India: The Case of Hyderabad	06/99	214/99
Nepal	Energy Assessment (English)	08/83	4474-NEP
	Status Report (English)	01/85	028/84
	Energy Efficiency & Fuel Substitution in Industries (English)	06/93	158/93
Pakistan	Household Energy Assessment (English)	05/88	--
	Assessment of Photovoltaic Programs, Applications, and Markets (English)	10/89	103/89
	National Household Energy Survey and Strategy Formulation Study: Project Terminal Report (English)	03/94	--
	Managing the Energy Transition (English)	10/94	--
	Lighting Efficiency Improvement Program Phase 1: Commercial Buildings Five Year Plan (English)	10/94	--
Sri Lanka	Energy Assessment (English)	05/82	3792-CE
	Power System Loss Reduction Study (English)	07/83	007/83
	Status Report (English)	01/84	010/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	03/86	054/86
	EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)		
Bulgaria	Natural Gas Policies and Issues (English)	10/96	188/96
Central and Eastern Europe	Power Sector Reform in Selected Countries	07/97	196/97
	Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union (English and Russian)	08/00	234/00
Eastern Europe	The Future of Natural Gas in Eastern Europe (English)	08/92	149/92
Kazakhstan	Natural Gas Investment Study, Volumes 1, 2 & 3	12/97	199/97
Kazakhstan & Kyrgyzstan	Opportunities for Renewable Energy Development	11/97	16855-KAZ
Poland	Energy Sector Restructuring Program Vols. I-V (English)	01/93	153/93
	Natural Gas Upstream Policy (English and Polish)	08/98	206/98
	Energy Sector Restructuring Program: Establishing the Energy Regulation Authority	10/98	208/98

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Portugal	Energy Assessment (English)	04/84	4824-PO
Romania	Natural Gas Development Strategy (English)	12/96	192/96
Slovenia	Workshop on Private Participation in the Power Sector (English)	02/99	211/99
Turkey	Energy Assessment (English)	03/83	3877-TU
	Energy and the Environment: Issues and Options Paper	04/00	229/00
	MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (MNA)		
Arab Republic of Egypt	Energy Assessment (English)	10/96	189/96
	Energy Assessment (English and French)	03/84	4157-MOR
	Status Report (English and French)	01/86	048/86
Morocco	Energy Sector Institutional Development Study (English and French)	07/95	173/95
	Natural Gas Pricing Study (French)	10/98	209/98
	Gas Development Plan Phase II (French)	02/99	210/99
Syria	Energy Assessment (English)	05/86	5822-SYR
	Electric Power Efficiency Study (English)	09/88	089/88
	Energy Efficiency Improvement in the Cement Sector (English)	04/89	099/89
	Energy Efficiency Improvement in the Fertilizer Sector (English)	06/90	115/90
Tunisia	Fuel Substitution (English and French)	03/90	--
	Power Efficiency Study (English and French)	02/92	136/91
	Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors (English)	04/92	146/92
	Renewable Energy Strategy Study, Volume I (French)	11/96	190A/96
	Renewable Energy Strategy Study, Volume II (French)	11/96	190B/96
Yemen	Energy Assessment (English)	12/84	4892-YAR
	Energy Investment Priorities (English)	02/87	6376-YAR
	Household Energy Strategy Study Phase I (English)	03/91	126/91
	LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN (LAC)		
LAC Regional	Regional Seminar on Electric Power System Loss Reduction in the Caribbean (English)	07/89	--
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	04/97	194/97
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean - Status Report (English and Spanish)	12/97	200/97
	Harmonization of Fuels Specifications in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	06/98	203/98
Bolivia	Energy Assessment (English)	04/83	4213-BO
	National Energy Plan (English)	12/87	--
	La Paz Private Power Technical Assistance (English)	11/90	111/90
	Prefeasibility Evaluation Rural Electrification and Demand Assessment (English and Spanish)	04/91	129/91
	National Energy Plan (Spanish)	08/91	131/91
	Private Power Generation and Transmission (English)	01/92	137/91
	Natural Gas Distribution: Economics and Regulation (English)	03/92	125/92
	Natural Gas Sector Policies and Issues (English and Spanish)	12/93	164/93
	Household Rural Energy Strategy (English and Spanish)	01/94	162/94

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Bolivia	Preparation of Capitalization of the Hydrocarbon Sector	12/96	191/96
	Introducing Competition into the Electricity Supply Industry in Developing Countries: Lessons from Bolivia	08/00	233/00
Brazil	Energy Efficiency & Conservation: Strategic Partnership for Energy Efficiency in Brazil (English)	01/95	170/95
	Hydro and Thermal Power Sector Study	09/97	197/97
	Rural Electrification with Renewable Energy Systems in the Northeast: A Preinvestment Study	07/00	232/00
Chile	Energy Sector Review (English)	08/88	7129-CH
Colombia	Energy Strategy Paper (English)	12/86	--
	Power Sector Restructuring (English)	11/94	169/94
	Energy Efficiency Report for the Commercial and Public Sector (English)	06/96	184/96
Costa Rica	Energy Assessment (English and Spanish)	01/84	4655-CR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	11/84	027/84
	Forest Residues Utilization Study (English and Spanish)	02/90	108/90
Dominican Republic	Energy Assessment (English)	05/91	8234-DO
Ecuador	Energy Assessment (Spanish)	12/85	5865-EC
	Energy Strategy Phase I (Spanish)	07/88	--
	Energy Strategy (English)	04/91	--
	Private Minihydropower Development Study (English)	11/92	--
	Energy Pricing Subsidies and Interfuel Substitution (English)	08/94	11798-EC
	Energy Pricing, Poverty and Social Mitigation (English)	08/94	12831-EC
Guatemala	Issues and Options in the Energy Sector (English)	09/93	12160-GU
Haiti	Energy Assessment (English and French)	06/82	3672-HA
	Status Report (English and French)	08/85	041/85
	Household Energy Strategy (English and French)	12/91	143/91
Honduras	Energy Assessment (English)	08/87	6476-HO
	Petroleum Supply Management (English)	03/91	128/91
Jamaica	Energy Assessment (English)	04/85	5466-JM
	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution Study (English)	11/86	061/86
	Energy Efficiency Building Code Phase I (English)	03/88	--
	Energy Efficiency Standards and Labels Phase I (English)	03/88	--
	Management Information System Phase I (English)	03/88	--
	Charcoal Production Project (English)	09/88	090/88
	FIDCO Sawmill Residues Utilization Study (English)	09/88	088/88
	Energy Sector Strategy and Investment Planning Study (English)	07/92	135/92
Mexico	Improved Charcoal Production Within Forest Management for the State of Veracruz (English and Spanish)	08/91	138/91
	Energy Efficiency Management Technical Assistance to the Comision Nacional para el Ahorro de Energia (CONAE) (English)	04/96	180/96
Panama	Power System Efficiency Study (English)	06/83	004/83
Paraguay	Energy Assessment (English)	10/84	5145-PA
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	09/85	--
	Status Report (English and Spanish)	09/85	043/85
Peru	Energy Assessment (English)	01/84	4677-PE
	Status Report (English)	08/85	040/85
	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra (English and Spanish)	02/87	064/87
	Energy Strategy (English and Spanish)	12/90	--

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Peru	Study of Energy Taxation and Liberalization of the Hydrocarbons Sector (English and Spanish)	120/93	159/93
	Reform and Privatization in the Hydrocarbon Sector (English and Spanish)	07/99	216/99
Saint Lucia	Energy Assessment (English)	09/84	5111-SLU
St. Vincent and the Grenadines	Energy Assessment (English)	09/84	5103-STV
Sub Andean	Environmental and Social Regulation of Oil and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin (English and Spanish)	07/99	217/99
Trinidad and Tobago	Energy Assessment (English)	12/85	5930-TR
	GLOBAL		
	Energy End Use Efficiency: Research and Strategy (English)	11/89	--
	Women and Energy--A Resource Guide The International Network: Policies and Experience (English)	04/90	--
	Guidelines for Utility Customer Management and Metering (English and Spanish)	07/91	--
	Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries (English)	10/91	--
	Long-Term Gas Contracts Principles and Applications (English)	02/93	152/93
	Comparative Behavior of Firms Under Public and Private Ownership (English)	05/93	155/93
	Development of Regional Electric Power Networks (English)	10/94	--
	Roundtable on Energy Efficiency (English)	02/95	171/95
	Assessing Pollution Abatement Policies with a Case Study of Ankara (English)	11/95	177/95
	A Synopsis of the Third Annual Roundtable on Independent Power Projects: Rhetoric and Reality (English)	08/96	187/96
	Rural Energy and Development Roundtable (English)	05/98	202/98
	A Synopsis of the Second Roundtable on Energy Efficiency: Institutional and Financial Delivery Mechanisms (English)	09/98	207/98
	The Effect of a Shadow Price on Carbon Emission in the Energy Portfolio of the World Bank: A Carbon Backcasting Exercise (English)	02/99	212/99
	Increasing the Efficiency of Gas Distribution Phase 1: Case Studies and Thematic Data Sheets	07/99	218/99
	Global Energy Sector Reform in Developing Countries: A Scorecard	07/99	219/99
	Global Lighting Services for the Poor Phase II: Text Marketing of Small "Solar" Batteries for Rural Electrification Purposes	08/99	220/99
	A Review of the Renewable Energy Activities of the UNDP/ World Bank Energy Sector Management Assistance Programme 1993 to 1998	11/99	223/99
	Energy, Transportation and Environment: Policy Options for Environmental Improvement	12/99	224/99

Region/Country	*Activity/Report Title*	*Date*	*Number*
Global	Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implications for Developing Countries	02/00	226/00
	Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification	02/00	227/00

8/31/00

ESMAP

The World Bank

1818 H Street, NW

Washington, DC 20433 USA

Tel.: 1.202.458.2321 Fax.: 1.202.522.3018

Internet: www.esmap.org

Email: esmap@worldbank.org

undp

A joint UNDP/World Bank Programme