

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Открытый семинар
**«Экономические проблемы
энергетического комплекса»**
(семинар А.С. Некрасова)

Сто двадцать пятое заседание
от 20 декабря 2011 года

**Некрасов А.С., Синяк Ю.В.,
Воронина С.А., Семикашев В.В.**

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ**

Семинар проводится при поддержке
Российского гуманитарного научного фонда
(проект № 12-02-14063г)

Издательство ИНП
Москва – 2012

Руководитель семинара
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – ***Ю.В. СИНЯК***

С о д е р ж а н и е

Некрасов А.С., Сinyaк Ю.В., Воронина С.А., Семикашев В.В.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

1. Современное состояние теплоснабжения в России	4
2. Проблемы перспективного развития теплоснабжения России	24
3. Перспективы развития теплоснабжения России до 2030 года	41
4. Развитие теплофикации в зарубежных странах (на примере Дании и Финляндии)	48
Литература	55

ДИСКУССИЯ

<i>Вопросы</i>	57
<i>Выступления</i>	64
<i>Пузаков В.С.</i>	64
<i>Кузовкин А.И.</i>	68

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

1. Современное состояние теплоснабжения в России

Обеспечение тепловых нужд страны выходит далеко за пределы отраслевой энергетической задачи. Социально-экономическая значимость теплоснабжения определяется преобладающим потреблением тепла на отопление и горячее водоснабжение жилищ и социально-бытовые нужды населения в разных природно-климатических и экономических условиях регионов России. Особенно сильно значение тепла проявляется в холодное время года, когда от обеспечения теплом, по существу, зависит жизнедеятельность страны.

Климатические условия на территории России повсеместно требуют отопления жилого, общественного и производственного фондов. При этом региональное разнообразие температурных режимов существенно отличает ее от большинства стран остального мира.

Так, диапазон средних температур самой холодной пятидневки года, по которой определяется мощность теплоснабжающих установок, составляет от -14°C (Дагестан) до -54°C (Саха (Якутия)). Длительность отопительного периода, которая прямо влияет на показатели работы теплоснабжающих систем, различается по отдельным регионам в 2 раза: от 5 мес. (Дагестан, Адыгея) до 10 мес. в году (Коми). Средняя температура в отопительный период в субъектах Федерации изменяется от $+2,7^{\circ}\text{C}$ (Дагестан) до $-20,6^{\circ}\text{C}$ (Саха (Якутия)). При этом только в одиннадцати регионах среднегодовые температуры отопительного периода – положительные. Эти регионы, главным образом, находятся в Северо-Кавказском и Южном федеральных округах. Большое различие климатических условий делает необходимым иметь системы теплоснабжения, адекватные разнообразным конкретным требованиям к обеспечению теплом.

Теплоснабжение по расходу первичных топливно-энергетических ресурсов является самым крупным сегментом в энергообеспечении страны. Однако, как показано в ряде работ [1-4 и др.], техническое состояние теплового хозяйства России и его производственная деятельность – ниже критического уровня.

Россия занимает первое место в мире по масштабам теплоснабжения: объему производства тепла, развитию теплофикации, протяженности тепловых сетей, расходу топлива на производство тепла. В то же время этот сегмент топливно-энергетического комплекса страны был и

остается совершенно нескоординированным в силу своей разобщенности. Теплоснабжение представлено сегодня в виде разрозненных звеньев, не имеющих, в отличие от других отраслей ТЭК, единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики.

В целом тепловое хозяйство России – это множество локальных систем централизованного (СЦТ) и децентрализованного теплоснабжения (ДТ), рассредоточенных по отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям. В то же время тепловое хозяйство имеет общенациональный характер, поэтому его следует рассматривать как отрасль топливно-энергетического комплекса со своими внутренними и внешними материальными, финансовыми, технико-технологическими и организационными связями.

Основные количественные показатели масштабов теплового хозяйства России приведены в табл. 1.

Таблица 1

Тепловое хозяйство России (оценка, 2010г.)

Централизованное теплоснабжение

Предприятия теплоснабжения, тыс. ед.	19,5
Системы теплоснабжения, тыс. ед.	около 50
Абоненты предприятий теплоснабжения, млн. ед.	около 44
Источники теплоснабжения в системах ЦТ	
Электростанции, ед.	585
Котельные свыше 20 Гкал/час, ед.	3433
Протяженность тепловых сетей ЦТ (в двухтрубном исчислении), тыс. км	171,3
Ветхие и требующие замены, тыс. км	84,2 (49,1%)

Децентрализованное теплоснабжение

Источники теплоснабжения в системах ЦТ	
Котельные до 20 Гкал/час, тыс. ед.	69,7
Индивидуальные источники тепла, млн. ед.	свыше 18

Источник: [5, расчет по 21].

В поле зрения руководящих и хозяйственных органов страны находятся теплофикация и централизованное теплоснабжение от теплогенерирующих источников. Муниципальные котельные и тепловые сети курируются Минрегионом России и правительствами субъектов РФ, а сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, предоставлена сама себе.

Официальными органами не ведется разработка сводного теплового баланса страны. Неполные статистические данные есть только по централизованному теплоснабжению. При этом ряд направлений производства и использования тепла не учитывается, следовательно, затруднены оценки их энергетической и экономической эффективности. В официальном статистическом издании «Российский статистический ежегодник» раздел теплоснабжения отсутствует. Тепловая энергия (в единицах условного топлива) представлена лишь отдельным столбцом в укрупненном балансе энергоресурсов.

Система централизованного теплоснабжения. По данным Росстата РФ, в СЦТ в начале первого десятилетия XXI в. в год отпускалось 1410 млн. Гкал тепловой энергии при годовых колебаниях 2,5-5% средней величины. К 2010 г. отпуск тепла в СЦТ снизился до 1355 млн. Гкал. Изменилась несколько и структура отпуска по источникам тепла для этого периода (табл. 2.) Как видно, главными источниками тепла остаются котельные (54,4%), из которых ведущее положение в производстве (отпуске) тепла занимают отопительные котельные мощностью 20 Гкал/ч и более (45,4%). Недостаточное внимание к технико-технологическому состоянию котельных является одной из причин низкой экономичности теплоснабжения.

Таблица 2

Оценка структуры отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения, 2006 г. и 2010г.

Источники тепла	2006		2010		Форма Росстата РФ
	Млн. Гкал	%	Млн. Гкал	%	
Отпуск теплоэнергии в СЦТ в том числе:	1476,5	100,0	1355,0	100,0	ТЭБ
Электростанции	643,6	43,6	622,8	45,3	расчет
ТЭЦ и КЭС общего пользования	506,3	34,3	494,5	36,5	6-ТП
АЭС	3,3	0,2	3,4	0,3	6-ТП
ГеоТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	6-ТП
Производственные турбинные ТЭС	133,9	9,1	121,5	9,0	6-ТП
Нетурбинные установки	0,1	0,0	3,5	0,3	6-ТП
Котельные	823,0	55,7	728,3	54,4	расчет
Районные котельные	126,7	8,6	73,9	5,5	6-ТП
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	625,6	42,4	615,5	45,4	1-ТЕП, расчет
Производственные котельные без отопительной нагрузки мощностью 20 Гкал/ч и более	70,7	4,8	38,9	3,5	расчет
Другие источники тепла	9,9	0,7	3,9	0,3	6-ТП

Вторую группу теплоснабжающих установок составляют электростанции (45,3%). Среди них основными являются ТЭЦ и КЭС, у которых турбинное оборудование имеет регулируемые и нерегулируемые отборы тепла (36,5%). На производственные турбинные ТЭС, принадлежащие предприятиям в разных отраслях экономики, приходится 9,0% тепла, отпускаемого для общего пользования. Эти две группы источников отпускают в СЦТ России 99,7% тепла.

Другие источники теплоснабжения, традиционно относимые к СЦТ, – это в основном электрочотельные (электробойлерные) для производ-

ственных нужд энергосистем и сельскохозяйственных предприятий. В балансе отпуска тепла они составляют менее 1%.

С начала 90-х годов XX в. и до настоящего времени увеличивается доля тепла, отпускаемого водогрейными котлами и редуционно-охладительными установками электростанций, что снижает эффективность теплофикации (отпуск тепла от турбин тепловых электростанций при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии).

Эффективность теплофикации определяется в значительной мере локальными условиями ее применения. На протяжении почти столетней истории использования теплофикации выводы относительно ее эффективности не всегда были однозначными. Как отмечает Л.А. Мелентьев [22], до 50-х годов прошлого века основным аргумент в пользу отказа от теплофикации состоял в том, что в реальной жизни не наблюдалась ожидаемая экономия топлива. Причины этого заключались в рассмотрении выработки электроэнергии как основной цели функционирования отрасли. В этих условиях теплу отводилась вторичная роль. Это приводило к чрезмерному использованию теплофикационных турбин для выработки электроэнергии по конденсационному циклу, что резко снижало их эффективность. Кроме того, ограниченность средств, выделяемых на развитие отрасли "электроэнергетика", естественно приводило к урезу ассигнований на производство и распределение тепла; развитие тепловых сетей всегда отставало от темпов сооружения мощностей ТЭЦ. В 60-80-х годах с появлением дешевого природного газа эффективность теплофикации вновь упала за счет сокращения затрат по раздельной схеме. В 80-х годах быстрое развитие АЭС в электроэнергетике АЭС привело к снижению стоимости базисной электроэнергии, что при одновременном удорожании органического топлива привело к снижению эффективности теплофикации.

После 1990 г. в рыночных условиях произошли существенные изменения величины эффективности теплофикации, что было обусловлено как экономическими, так и организационными причинами. Как видно из табл. 3, в электроэнергетике можно выделить два этапа: первый – период 1991-2000 г., когда наблюдалось снижение выработки электроэнергии в целом в электроэнергетике и на ТЭЦ при относительно постоянной величине установленной мощности электростанций, и второй – после 2000 г., когда происходило некоторое увеличение выработки электроэнергии при заметном росте установленных мощностей конденсационных электростанций. Между тем на протяжении всего двадцатилетнего периода общее теплопотребление в системах централизованного теплоснабжения неизменно сокращалось. При этом отпуск тепла от ТЭЦ упал в два раза при одновременном падении выработки электроэнергии от ТЭЦ всего на 15% к 2010 г. Это свидетельствует о том, что в отмеченный период произошло существенное увеличение выработки электроэнергии по неэкономичному

для ТЭЦ конденсационному циклу. В результате экономия топлива за счет теплофикации сократилась практически на 30%.

Таблица 3

Динамика сокращения эффективности теплофикации
в период 1991-2010 гг.

	1991*	2000*	2010**	2010/1991 г.
Производство электроэнергии, млрд. кВтч	1068	878	1037	0,97
Мощность электростанций, млн. кВт	213	212,8	230	1,08
Электрическая мощность ТЭЦ, млн. кВт	77,2	63,2	74,3	0,96
Выработка электроэнергии на ТЭЦ, млрд. кВтч	418,3	275,7	355,6	0,85
в т.ч. по теплофикационному циклу, млрд. кВтч	246,4	157,1	180,8	0,73
Общее теплоснабжение в СЦТ, млн. Гкал	1568,5	1444	1355	0,86
Отпуск тепла от ТЭЦ, млн. Гкал	792,4	409,4	394,2	0,50
в т.ч. из отборов турбин ТЭЦ	655,3	366,8	343,8	0,52
Гкал/МВтч в теплофикационном цикле	2,65	2,34	1,90	0,72
Потери в тепловых сетях, млн.Гкал ***	40,5	57,6	103,3	2,5
* Данные ОРГРЭС.				
** Данные АПБЭ, <i>Функционирование и развитие электроэнергетики России в 2010 г.</i>				
*** Потери на стадии потребления по расчетным ТЭБам страны.				

На фоне существенного ухудшения эффективности выработки тепла на ТЭЦ произошло в 2,5 раза увеличение потерь тепла в тепловых сетях при практически неизменной протяженности тепловых сетей. Это еще более ухудшило экономику централизованного теплоснабжения на базе теплофикации. Привело к росту стоимости тепла в системах теплоснабжения.

В результате, крупные экономически устойчивые производственные потребители ускорили переход на собственные источники теплоснабжения. Себестоимость тепла от собственной котельной предприятия ниже в 2 раза и более, чем тариф с НДС на тепло от СЦТ. Это означает, что для сохранения таких клиентов ТЭЦ общего пользования должны обеспечить тариф на тепло, поставляемое конечным потребителям, не менее чем на 15-20% ниже себестоимости его производства собственными котельными предприятия. В противном случае не будет заинтересованности в получении тепла от СЦТ. Однако удержать такой уровень тарифа на тепло в действующих малонадежных и теплорасточительных тепловых сетях СЦТ практически невозможно. Как следствие теплоснабжающие организации в СЦТ все более нацелены на обеспечение нужд населения и социальных потребителей, дотируемых из бюджетных источников.

На нужды промышленных предприятий поступает тепло от внутрипроизводственных утилизационных установок, о работе которых данные отсутствуют в публикуемой статистической отчетности. Поэтому они не были включены в круг изучаемых источников тепла.

Следует также иметь в виду, что от турбинных электростанций производственных предприятий основная часть тепла не отпускается на сторону, а направляется на технологические нужды. Выделить ее по данным статистики нет возможности.

В региональном разрезе, по федеральным округам (ФО), производство (отпуск) тепла заметно различается (табл. 4). В федеральных округах с развитыми системами централизованного теплоснабжения (ЦФО, ПФО, СФО, СЗФО, УФО) производится 90% тепла. На ЮФО с СКФО и ДВФО приходится примерно по 5% общего производства тепла. Эти различия определяются многими факторами, в том числе уровнем развития промышленности регионов, числом городских поселений, где сконцентрированы системы централизованного теплоснабжения, разнообразием климатических условий и др. Так, в ЮФО и СКФО высокая доля сельского населения и относительно теплый климат не способствуют развитию централизованного теплоснабжения. В ДВФО – низкие в сравнении с другими регионами заселенность территории и масштабы экономики.

Основными источниками теплоснабжения во всех федеральных округах, за исключением Приволжского, являются котельные, доля которых составляет от 51,5% (СФО) до 67,9% (ЮФО и СКФО). Только в ПФО электростанции отпускают больше половины тепла (53,2%) (табл. 4). Поэтому от технико-технологического, организационного и экономического состояния котельного хозяйства регионов в первую очередь будет зависеть энергетическая и экономическая эффективность централизованного теплоснабжения страны.

Суммарные мощности котельных – основных источников тепла в СЦТ – примерно в равных долях распределяются между котельными, расположенными в административных центрах субъектов Федерации и вне их (табл. 4). При этом в целом по России и в большинстве федеральных округов большую часть тепловой энергии производят котельные административных центров. Только в УФО и СФО, где административные центры являются одновременно крупными промышленными городами со своими ТЭЦ, доля производства (отпуска) тепла котельными заметно ниже.

Основным показателем энергетической эффективности производства тепла электростанциями и котельными является удельный расход топлива на единицу отпущенной теплоты. Он определяется для ТЭЦ в соответствии с методикой распределения расхода топлива между теплом и электроэнергией, разработанной СПО ОРГРЭС в 1995 г.

До этого использовалась методика расчета по так называемому «физическому методу». Причиной изменения методики было стремление снизить расчетное значение удельного расхода топлива на тепло от ТЭЦ для повышения их конкурентоспособности в сравнении с котельными. В результате оказалось, что энергетическая эффективность теплоснабжения от ТЭЦ существенно зависит от метода ее определения.

Таблица 4

Производство (отпуск) тепла в СЦТ России
по федеральным округам и видам источников, 2010 г. (оценка)

Показатель	Всего	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Отпуск теплоэнергии в СЦТ, всего млн. Гкал	1355,0	351,1	192,8	55,0	275,0	164,0	248,8	68,4
%	100,0	25,9	14,2	4,1	20,3	12,1	18,4	5,0
Электростанции млн. Гкал	622,8	130,0	79,8	21,9	154,4	77,4	131,9	27,4
%	100,0	20,9	12,8	3,5	24,8	12,4	21,2	4,4
ТЭЦ и КЭС общего пользования, млн. Гкал	494,4	112,4	43,7	15,8	136,1	49,8	110,1	26,5
АЭС, млн. Гкал	3,4	1,9	0,8		0,2	0,4		0,2
Производственные турбинные ТЭС, млн. Гкал	121,5	15,6	35,3	6,0	18,1	27,2	18,8	0,4
Нетурбинные установки*, млн. Гкал	3,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	2,9	0,4
Котельные, млн. Гкал	728,3	221,1	112,5	33,1	120,6	86,6	114,3	40,2
%	100,0	30,1	15,5	4,5	16,6	11,9	15,7	5,5
Районные котельные, всего, млн. Гкал	73,9	30,5	5,7	2,3	17,1	4,5	10,0	3,8
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	615,5	178,7	100,8	28,9	97,1	77,5	98,2	34,3
Производственные котельные без отопительной нагрузки, мощностью 20 Гкал/ч и более	38,9	11,8	6,0	1,8	6,4	4,6	6,1	2,1
Другие источники	3,9	0,1	0,4	0,0	0,1	0,0	2,6	0,8

* 0,0 – малые величины.

Источники: [7-9].

Таблица 5

Суммарная мощность и производство (отпуск) тепловой энергии котельными с отопительной нагрузкой в СЦТ по федеральным округам России, 2010 г.

Показатель	Суммарная тепловая мощность котельных, тыс. Гкал/ч	Произведено (отпущено) тепловой энергии, млн. Гкал							
		Всего	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Всего	431.7	689.4	209.3	106.5	31.3	114.1	81.9	108.2	38.1
В административных центрах субъектов Федерации	213,9	370,1	142,6	57,2	19,2	58,0	28,8	46,5	17,8
Вне административных центров	217,6	319,3	66,7	49,3	12,1	56,1	53,1	61,7	20,3
Доля в суммарной мощности и производстве тепла, %									
Административные центры субъектов Федерации	49,5	53,7	68,1	53,7	61,3	50,8	35,2	43,0	46,7
Прочие населенные пункты	50,5	46,3	31,9	46,3	38,7	49,2	64,8	57,0	53,3

Полный расход топлива на теплоснабжение в СЦТ можно определить расчетным путем. Для электростанций, районных и производственных котельных имеются данные по расходу топлива и его удельным расходам на 1 Гкал в формах Росстата РФ. В то же время к полному расходу топлива генерирующими источниками тепла следует добавить расход топлива на электроэнергию, затраченную на перекачку теплоносителя. В 2010 г. на эти цели расходовалось в среднем 36,2 кВтч / Гкал. Тогда на перекачку тепла в СЦТ всего было израсходовано 48,9 млрд. кВтч, что эквивалентно 16,4 млн. т у.т. (табл. 6). Следовательно, в целом с учетом перекачки, на производство (отпуск) тепла в стране необходимо 252,2 млн. т у.т. при расходе топлива на 1 Гкал тепла в СЦТ 186,6 кг у.т. (в среднем, без учета перекачки – 174,5кг/ Гкал).

Таблица 6

Полный расход котельно-печного топлива на отпуск тепла в СЦТ России, 2010 г. (оценка)

Показатель	Млн. т у. т.	кг у. т./Гкал	Млн. Гкал
Отпуск теплоэнергии в СЦТ, всего	235.8	174.5	1351,6
С учетом затрат на перекачку	252.2	186.6	1351,6
<i>в том числе:</i>			
Электростанции	105.7	170.6	619,4
ТЭЦ и КЭС общего назначения	84.1	170.1	494,4
Производственные турбинные ТЭС	21.0	172.6	121,5
Нетурбинные установки	0.6	175.7	3,5
Котельные	128.6	170.1	728,3
Районные, всего	12.4	168.0	73,9
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	109.6	178.0	615,5
Производственные котельные без отопительной нагрузки, мощностью 20 Гкал/ч и более	6.6	170.2	38,9
Другие источники	1.5	393	3,9
На перекачку теплоэнергии в СЦТ при 36.2 кВтч/Гкал и 334.1 г/кВтч	16.4	11,7	36,2

Источники: [7-9], расчеты авторов.

В использовании топлива на производство (отпуск) теплоэнергии на электростанциях и в котельных в 2000-2010 гг. постоянно возрастала доля газа (на электростанциях – с 63,6 до 69,8% и в котельных – с 67,1 до 71,9% в 2007 г., в 2010 г. его доля снизилась до 62,2%) и снижалась доля дорогого топочного мазута (на электростанциях – с 6,2 до 1,6% и в котельных – с 10,3 до 4,2%) при относительно небольшом снижении доли каменного и увеличении бурого угля (табл. 7).

Таблица 7

Структура используемого топлива в СЦТ на отпуск теплоэнергии электростанциями и котельными

Показатель	2000 г.	2005 г.	2007 г.	2010 г.
Электростанции, всего	100,0	100,0	100,0	100,0
Газ природный	63,6	69,3	69,8	69,8
Уголь каменный	12,8	10,9	11,1	10,0
Уголь бурый	12,4	10,5	9,7	15,3
Мазут топочный	6,2	4,2	3,0	1,6
Прочие виды топлива	5,0	5,0	6,4	3,2
Котельные, всего	100,0	100,0	100,0	100,0
Газ природный	67,1	69,9	71,9	62,2
Твердое топливо	22,6	22,6	21,6	33,6
Жидкое топливо	10,3	7,5	6,5	4,2

Источники: [7-9].

Тепловые сети. Транспортировка теплоэнергии в СЦТ обеспечивается системами трубопроводов диаметром от 57 до 1400 мм. Из них примерно десятую часть составляют магистральные, а остальные – это распределительные тепловые и паровые¹ сети.

Общая протяженность тепловых сетей в течение 2000-2010 гг. постоянно уменьшалась. К концу периода она составила 91,8% от уровня 2000 г. (табл. 8), что больше снижения отпуска тепловой энергии в СЦТ. В результате, примерно на 5% возрос отпуск тепла, приходящегося на 1 км теплотрасс. Анализ структуры тепловых сетей по диаметрам показывает, что за период 2000-2010 гг. протяженность трубопроводов больших диаметров (свыше 400 мм) возросла с 8,6 до 9,5%, а распределительных сетей – уменьшилась. Это показывает, что увеличивался отпуск тепла от источников большей мощности.

Таблица 8

Протяженность и структура тепловых сетей в СЦТ
в двухтрубном исчислении на конец года, 2000-2010 гг.

Год	Протяженность тепловых сетей, всего, тыс. км	В том числе трубопроводов с диаметром труб, мм				Структура тепловых сетей, всего, %	В том числе трубопроводов с диаметром труб, %			
		до 200	200-400	400-600	свыше 600		до 200 мм	200-400 мм	400-600 мм	свыше 600 мм
2000	186,6	141,6	29,0	10,6	5,4	100,0	75,9	15,5	5,7	2,9
2005	177,2	132,9	28,4	10,1	5,8	100,0	75,0	16,0	5,7	3,3
2006	176,5	131,7	28,0	10,2	6,6	100,0	74,6	15,9	5,8	3,8
2007	173,1	128,9	27,8	10,3	6,2	100,0	74,5	16,1	6,0	3,6
2010	171,3	127,4	27,6	10,3	6,0	100,0	74,4	16,1	6,0	3,5
2010/ 2000, %	91,8	90,0	95,2	97,2	111,1					

Источник: [9].

Помимо тепловых сетей, находящихся в составе предприятий жилищно-коммунального хозяйства, есть тепловые сети в составе предприятий электроэнергетики и промышленности. О наличии этих тепловых сетей косвенно можно судить по потокам тепла, отпущенного электростанциями и полученного со стороны тепловыми сетями ЖКХ в 2010 г.:

- | | |
|--|---------------------|
| | Млн. Гкал |
| 1. Отпущено тепла в СЦТ электростанциями | 622,8 (см. табл. 2) |
| 2. Получено тепла в СЦТ со стороны | 358,1 [9] |
| 3. Отпущено тепла потребителям СЦТ от электростан- | |

¹ Протяженность паровых сетей невелика, что позволяет рассматривать их совместно с тепловыми.

Разность этих потоков тепла показывает, что потребители вне сети трубопроводов, рассматриваемых в табл. 8, могли получить 265,7 млн. Гкал тепловой энергии. По осторожной экспертной оценке, для транспорта этого объема тепла протяженность тепловых сетей, не учтенная в табл. 8, может дополнительно составить примерно 20 тыс. км.

Повреждения тепловых сетей привели к уменьшению срока их службы до 10-18 лет, что в 2,5-1,4 раза меньше нормативного [5]. В тех случаях, когда в СЦТ отсутствует химическая подготовка воды, из-за коррозии даже оцинкованные трубопроводы горячего водоснабжения выходят из строя уже после трех-пяти лет эксплуатации [10]. В результате, ускоренная замена трубопроводов требует активного привлечения инвестиционных кредитов под коммерческие проценты, что ведет к существенному увеличению себестоимости отпуска тепла и тарифов на тепло. Маловероятно, чтобы муниципальные теплоснабжающие организации со слабой финансовой базой нашли приемлемые экономические решения по техническому перевооружению СЦТ в условиях жесткого регулирования тарифов на теплоэнергию и относительно невысокой платежеспособности потребителей, в основном населения.

Технико-технологическое состояние тепловых сетей, находящихся в ведении предприятий ЖКХ, в 2000-2010 гг. постоянно ухудшалось: общая протяженность сетей уменьшалась, а их часть, нуждающаяся в замене, том числе ветхие сети, увеличилась в 1,5 раза. При этом ремонт и замена сетей существенно отстают от необходимого уровня их обновления (табл. 9). Это означает, что за редким исключением работа предприятий ЖКХ, обслуживающих СЦТ, оказалась неэффективной, о чем свидетельствует состояние тепловых сетей и снижение надежности теплоснабжения потребителей.

Таблица 9

Технико-технологическое состояние тепловых сетей ЖКХ (округленно)

Показатель	2000	2005	2007	2009	2010
Общая протяженность сетей	186,6	177,2	173,1	172,0	171,3
в том числе нуждаются в замене, тыс. км	30,3	44,7	44,8	45,8	48,0
в долях от общей протяженности, %	16,2	25,2	25,9	26,6	28,0
из них ветхие, тыс. км	н.д.*	27,0	30,6	34,2	36,0
в долях от нуждающихся в замене, %	н.д.	60,5	68,3	74,7	75,0
Заменено сетей, тыс. км	н.д.	5,9	5,2	4,5	4,8
в долях от нуждающихся в замене, %	н.д.	13,2	11,6	9,8	10,0

Источник: Рассчитано по [9].

По данным за 1997 г. [11] на трубопроводах диаметром менее 200 мм происходило до 90 повреждений в год на 100 км тепловых сетей. Вряд ли можно полагать, что при росте доли тепловых сетей, нуждающихся в

замене до 28,0 % в 2010 г. и увеличении в них доли ветхих тепловых сетей (см. табл. 8.), можно было предотвратить возникновение аварий. По данным ф. 1-ТЕП в 2010 г. число аварий на 100 км паровых и тепловых сетей в среднем составило 7 единиц, когда в 2005 г. было 12 единиц, в 2003 г. -21, а в 2001 г.-55 единиц

По последним данным [12] за отопительный сезон 2009-2010 гг. (в среднем 30 недель) в стране произошло 36 крупных аварий, т.е. 12 таких аварий каждые 10 недель и 18 тыс. мелких аварий, или 600 в неделю, главным образом из-за износа теплоснабжающих систем. По сравнению с отопительным периодом 2006-2009 гг. число мелких аварий возросло на 27%. Можно полагать, что тенденция роста этих мелких аварий уже приобрела лавинный характер.

Следствием высокого износа и ветхости тепловых сетей, отсутствия у большей их части современной теплоизоляции стали крайне высокие потери тепла. По данным [13], потери тепла в тепловых сетях в среднем по России в 2008 г. достигли 24,2%. Однако величина этих потерь должным образом не учитывается и экономически не оценивается. В разных источниках информации называются существенно различающиеся объемы потерь тепла. В первую очередь обращает внимание несоответствие оценок потерь тепла по данным Росстата РФ и специалистов.

По официальным данным Росстата РФ [14, с. 387], потери тепла в 2009-2010 гг. составили 7,5%, что близко к нормативным значениям, которые включаются теплоснабжающими компаниями в себестоимость отпуска тепла. Однако и реальные сверхнормативные потери тепла в СЦТ при отсутствии приборов учета у потребителей (что является массовым случаем) учитываются как тепло, поставленное потребителям. По показаниям приборов в целом по России оплачивается только 43,2% объема горячего водоснабжения и 35,2% объема отопления. В отдельных федеральных округах эти доли еще меньше (табл. 10). Следовательно, сохраняется тенденция занижения потерь тепла в СЦТ и тем самым завышаются объемы тепла, поставленного потребителям и оплачиваемого ими.

Таблица 10

Доля объема отпуска горячей воды и тепловой энергии*,
счета на оплату которых выставлены по показаниям приборов учета, %

Показатель	Россия	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Горячая вода	43,2	68,3	21,7	36,4	34,0	35,0	34,1	22,9
Тепловая энергия	35,2	38,0	34,0	24,5	37,4	24,0	35,1	17,5

* Для отопления.

Источник: [15].

Так, работы по энергосбережению, проведенные в Центральном административном округе г. Москвы показали, что потребление тепла снизилось на 20-67%, а горячей воды на 21-49% по сравнению с расчетными нормативами, по которым велась оплата поставщикам [16]. По существу, этот перерасход тепла потребители вынуждены были оплачивать.

В централизованном теплоснабжении России до настоящего времени продолжает сохраняться неопределенность в оценке потерь тепла и установлении его реального расхода на нужды потребителей. Она связана не только с массовым отсутствием у потребителей приборов учета тепла, но и с редким использованием теплоснабжающими компаниями приборов современного контроля состояния источников потерь тепла.

Так, обследование теплотрасс с помощью тепловой инфракрасной аэрофотосъемки позволяет выявлять не только аварийные, но и скрытые при других способах контроля утечки тепла [17]. При тепловизионном контроле зоны обслуживания компании «Мостеплоэнерго» ежегодно выявляется от 1,7 до 2,8 случаев на 1 кв. км обследованной территории скрытой повышенной утечки тепла. При этом выявляются случаи визуально не наблюдаемых протечек из-за свищей в теплопроводах, приводящих к потерям горячей воды. Такие постоянные «неаварийные» утечки составляют 7,2 м³/час на 1 кв. км при температуре воды в трубопроводах +70-150оС.

Это означает, что при средней удельной протяженности теплотрасс в двухтрубном исчислении в 10 км/ кв. км территории, обслуживаемой сетями, и при среднегодовой продолжительности отопительного периода в стране, равной приблизительно 5000 час., не учитываемые годовые тепловые потери в СЦТ составляют 50-80 млн. Гкал, что соответствует потере примерно 7-10 млн. т у.т. Развитие этого направления контроля состояния теплотрасс может обеспечить существенную экономию тепловой энергии и топлива. Но вряд ли тепловизионный контроль может быть доступен средним и тем более малым теплоснабжающим компаниям из-за его высокой стоимости.

Потребление тепла. Реальные объемы использования тепла потребителями в СЦТ России неизвестны, так как у большинства из них отсутствуют приборы или устройства для определения количества поступившей к ним теплоэнергии. Возможна лишь грубая оценка, когда относительно надежными будут данные о структуре использования тепла, а не абсолютные значения.

В экономике России основными потребителями тепла являются промышленность (43,6 %), население (40,0%), социальная и коммунально-бытовая сферы (11,0%), использующие основную часть тепла, производимого в СЦТ страны. Из-за отсутствия приборов учета эти данные условны.

Оценка структуры потребления тепловой энергии от СЦТ отраслями национальной экономики, 2010 г.

	%
Использовано в национальной экономике	100,0
Промышленность	43,6
Строительство	1,1
Сельское, рыбное хозяйство и охота	2,3
Транспорт и связь	2,1
Социальная и коммунально-бытовая сферы	11,0
Население	40,0

Оценка структуры использования тепла, получаемого от СЦТ промышленностью, дана ниже. Она показывает, что главными потребителями тепла являются обрабатывающие отрасли, на долю которых приходится около 82% тепловой энергии, в первую очередь химические и резинотехнические производства (23,7%), металлургия (13,9%), производство нефтепродуктов (12,2%), машиностроение и металлообработка (9,6%), целлюлозно-бумажное производство и обработка древесины (9,6%), пищевые производства (7,7%).

Оценка структуры потребления тепловой энергии от СЦТ в промышленности, 2010 г., %

	%
Промышленность, всего	100,0
Добыча полезных ископаемых	6,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	11,0
Обрабатывающие производства	82,1
Металлургия	13,9
Машиностроение и металлообработка	9,6
Пищевые производства	7,7
Целлюлозно-бумажное производство и обработка древесины	9,6
Производство нефтепродуктов	12,2
Химические и резинотехнические производства	23,7
Прочие	5,4

Эта структура потребления тепла отражает лишь фактическое состояние и не содержит оценок имеющегося технического и экономического потенциалов возможного теплосбережения. Данные о техническом потенциале повышения эффективности использования и транспортировки тепловой энергии в размере 840 млн. Гкал [18], скорее, являются экспертной оценкой и не позволяют судить о конкретных величинах возможной экономии в отдельных отраслях экономики и промышленности. Они во многом связаны с внедрением компаниями прогрессивных технологий. Можно ожидать, что активная реализация положений Федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности...»

[19] позволит интенсифицировать эти процессы, что положительно отразится на экономике централизованного теплоснабжения.

В экономике страны СЦТ были и остаются экономически неэффективным сегментом ТЭК. Несмотря на постоянно предпринимаемые организационные перестройки, они не смогли обеспечить рентабельности. Анализ затрат на производство и реализацию теплоэнергии показывает, что во всех компонентах этой деятельности имеет место устойчивое превышение затрат над стоимостью товарной продукции (услуг). Данные табл. 11 характеризуют удручающее экономическое состояние современного российского централизованного теплоснабжения. Затраты на производство и реализацию теплоэнергии, согласно [20], составили в 2010 г. 721,4 млрд. руб., а выпуск товарной продукции (услуг) – всего 675,1 млрд. руб. Возникла необходимость выделить из бюджета государства около 46,3 млрд. руб., в том числе 26,8 млрд. руб. на покрытие убытков организаций, обеспечивающих страну теплом. Экономическая расточительность современной деятельности теплоснабжающих организаций очевидна. Необходима иная парадигма развития теплоснабжения.

Таблица 11

Затраты на производство и реализацию теплоэнергии
в системах централизованного теплоснабжения России
(на 1 руб. товарной продукции), руб.

Показатель	1997	2006	2008	2010
Производство тепловой энергии, всего	н.д.*	1,08	1,11	1,09
Тепловыми электростанциями общего пользования	н.д.	1,01	1,04	1,00
Прочими и промышленными электростанциями	н.д.	1,10	1,09	1,08
Котельными	н.д.	1,09	1,13	1,10
Передача тепловой энергии	н.д.	1,02	1,01	0,98
Распределение тепловой электроэнергии	н.д.	1,03	1,02	0,95
Деятельность по обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей	н.д.	1,12	1,06	1,03
Производство, передача, распределение тепловой энергии и обеспечение этой деятельности, всего	1,28	1,05	1,07	1,07
Городские поселения	1,23	н.д.	н.д.	н.д.
Сельская местность	2,35	н.д.	н.д.	н.д.

* Нет данных в статистической отчетности.

Источники: [2, 21].

Децентрализованное теплоснабжение. Значительная часть тепла в России производится и используется вне СЦТ. Децентрализованное теплоснабжение (ДТ) не имеет прямого отражения в статистической отчетности, за исключением данных по котельным мощностью до 20 Гкал/ч, условно относимым к этому способу теплоснабжения, и прямому потреблению топлива в секторах экономики. По этим данным возможна оценка тепла,

производимого маломощными котельными и автономными теплогенераторами, расположенным, главным образом, в частных домах населения.

Основными потребителями тепла в ДТ являются население, живущее в малоэтажных домах в сельской местности, пригородах малых и средних городов и в рабочих поселках, а также социальная и коммунально-бытовая сфера в этих поселениях. Часть таких объектов обслуживается внутри- и придомовыми котельными малой тепловой мощности. Другие подобные котельные используются на относительно небольших производственных предприятиях разного назначения. В табл. 12 показана динамика отпуска тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч и структура его потребления.

Таблица 12

Динамика и структура отпуска тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч в 2000-2010 гг.

Показатель	2000	2005	2007	2010	20010/ 2000, %
Производство тепла котельными мощностью, млн. Гкал					
до 3 Гкал/ч,	71,6	56,5	55,2	53,6	75
от 3 до 20 Гкал/ч	148,3	135	132,4	129,8	88
Итого	219,9	191,5	187,6	183,4	83
Доля в потреблении тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч, %					
население	49	53	54	56	114
промышленность	33	31	33	30	91
коммунально-бытовой сектор	18	16	13	14	78
Потребление тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч, млн. Гкал					
население	107,8	101,5	101,1	102,7	95
промышленность	72,6	59,4	61,9	55,0	76
коммунально-бытовой сектор	39,6	30,6	25,1	25,7	65

Источники: [2].

По данным [21], для теплоснабжения жилищ массово используются индивидуальные устройства, разнообразные по энергетическим и экономическим характеристикам, сжигающие сетевой и сжиженный газ, каменный и бурый уголь, дрова, различные горючие отходы производства. Доля электроэнергии, идущей на тепловые процессы в домохозяйствах населения, – менее 1% потребления электроэнергии в быту. Другие используемые источники тепла практически малозначимы.

В результате экспертных расчетов были получены оценки объемов децентрализованного потребления населением топлива для отопления и горячего водоснабжения жилищ (табл. 13). В 2000-2010 гг. происходило за-

мещение угля газом в результате газификации районов страны и увеличение потребления дров частично из-за роста их расхода в холодные зимы, частично из-за развития индивидуального жилищного строительства с дровяным отоплением и др. Выявлен устойчивый рост производства тепла, связанный, по-видимому, с высокими темпами роста индивидуального жилищного строительства в стране.

Оценку производства тепла на индивидуальных теплогенераторах в домохозяйствах можно приблизительно получить на основе данных расчетного топливно-энергетического баланса (ТЭБ). Для этого из потребления населением топлива, скорректированного на его самозаготовки, следует исключить пищеприготовление и другие направления использования топлива.

Таблица 13

Оценка потребления населением топлива на отопление и горячее водоснабжение в секторе ДТ в 2000-2010 гг.*

Показатель	2000	2005	2007	2010	2010/ 2000, %
Уголь, млн. т					
каменный	4,5	4,3	3,9	3,6	80
бурый	0,8	0,9	0,8	1,2	150
Дрова**, млн. куб. м плот.	6,7	7,9	9,0	6,3	122
Газ***					
сетевой, млрд. куб. м	28,5	42,5	43,2	45,1	158
сжиженный, млн. т	1,2	1,6	1,5	1,5	125
Всего топлива, млн. т у.т.	40,0	57,0	58,0	59,3	148
Всего тепла, млн. Гкал	223,0	320,0	328,0	333,0	149

* Оценки авторов на основе расчетных ТЭБ.
 ** Включая 30% самозаготовки.
 *** Без расхода на пищеприготовление (10% для сетевого газа и 50% для сжиженного).

Однако необходимо учесть, что в ТЭБ к потреблению населения относится и то топливо, которое было направлено в малые котельные для теплоснабжения населения, и топливо, самостоятельно используемое домохозяйствами для индивидуального теплоснабжения. Из-за этого в табл. 13 в итоговой строке содержится объем отпуска тепловой энергии от котельных малой мощности и от индивидуальных теплогенераторов населения, который в силу специфики представления данных в используемых статических формах (расчетный ТЭБ и форма 1-ТЕП) разделить эти два типа источников тепла по видам топлива невозможно.

В табл. 14 приведены суммарные показатели децентрализованного отпуска тепла в сегменте ДТ трем группам потребителей: населению (см. табл. 13), промышленности и коммунально-бытовому сектору (см. табл. 12). В 2000-

2010 гг. происходило сокращение потребления тепла в производстве (на 24%)². На треть сократился отпуск тепла от котельных малой мощности коммунально-бытовому сектору. Это сопровождалось ростом потребления топлива населением и почти двукратным ростом выработки тепла на индивидуальных теплогенераторах. При этом отпуск тепла от котельных малой мощности населению сократился меньше всего – на 5%, тогда как общий отпуск тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч снизился на 17%.

Таблица 14

Производство децентрализованной тепловой энергии в России
(оценка, округленно), млн. Гкал*

Показатель	2000	2005	2007	2010	20010/2000, %
Домохозяйства населения, млн. Гкал	223,0	320,0	328,0	333,0	149
в том числе					
от котельных мощностью до 20 Гкал/ч	107,8	101,5	101,1	102,7	95
от индивидуальных теплогенераторов	115,2	218,5	226,9	230,3	200
Производственная сфера**	72,6	59,4	61,9	55,0	76
Коммунально-бытовая сфера**	39,6	30,6	25,1	25,7	65
Всего производство тепла в ДТ	335,2	410,0	415,0	413,7	123
Расход топлива на производство тепла в ДТ, млн. т у.т.	54,4	71,8	72,4	72,7	134

* Расчет авторов.
** Только по данным 1-ТЕП (оценка).

Децентрализованное потребление (производство) тепла имеет устойчивую тенденцию к росту – увеличение на 23% за период 2000-2010 гг. Доля ДТ уже составляет около 30% тепла, производимого (отпускаемого) системами централизованного теплоснабжения. Как видно, в ДТ существуют разнонаправленные тенденции: увеличивается использование тепла населением, тогда как предприятия социальной и коммунально-бытовой сферы снижают свое теплоснабжение. Производственная сфера сокращает потребление тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч, по-видимому, частично компенсируя вследствие перехода на собственные котельные, которые в используемой статистике не учитываются.

В статистической отчетности необходим более тщательный учет тепла, чем в настоящее время. Иначе будет постоянно отсутствовать

² Из-за многообразия и сложности процессов использования топлива в производственном секторе не представляется возможным рассчитать индивидуальное теплоснабжение подобно сектору домохозяйств.

возможность анализа и контроля расхода топлива и энергоэффективности производства тепловой энергии в этом сегменте теплоснабжения.

В течение рассматриваемого периода произошли значительные изменения в стоимости теплоэнергии и влиянии этого тренда на социальную напряженность в обществе (рис. 1).

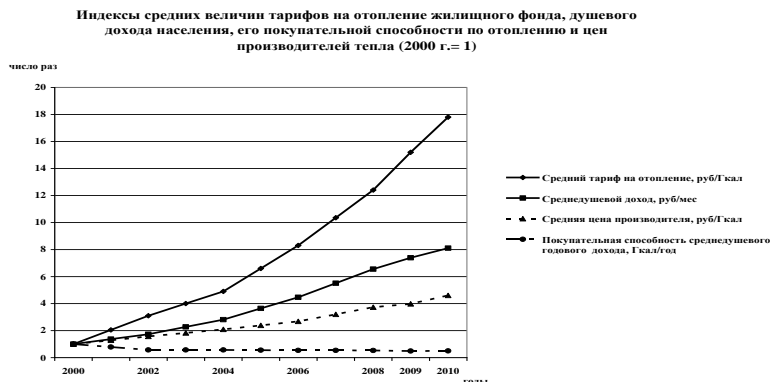


Рис. 1. Индексы роста тарифов на электроэнергию, доходов населения и его покупательной способности по теплу в период 2000-2009 гг.

Во-первых, в период оживления российской экономики после 2000 г. покупательная способность населения по тепловой энергии сократилась в два раза. Однако это происходило на фоне роста среднедушевого дохода, который увеличился к 2010 г. более чем в 8 раз. Это не привело к существенному росту доли затрат населения на оплату тепловой энергии и явилось сглаживающим фактором в решении социальных проблем. Во-вторых, средние цены производителя тепловой энергии увеличились в 4,6 раза, что происходило в основном за счет роста цен на топливо. Однако средняя цена приобретения тепловой энергии увеличились за тот же период в 3,9 раз. Причем разрыв между ростом цен производителя тепловой энергии и цен приобретения ее потребителями медленно нарастает. Это указывает на рост потерь в системах распределения тепла. Особенно это тревожно в части тарифов на отопление для населения, которые возросли почти в 18 раз. Складывается впечатление, что теплоснабжающие компании перекладывают большую часть затрат, связанных с потерями, на плечи населения в связи с отсутствием прозрачности при обосновании тарифов³. В определенной степени этому способствует система возмещения убытков систем теплоснабжения за счет дотаций и субсидий, оплачиваемых из бюджетов.

³ Это обстоятельство требует проведение специального анализа по формированию тарифов на тепловую энергию.

В табл. 15 показаны расчетные оценки затрат и субсидий на обеспечение потребителей теплом в России в 2009 г. В целом величина субсидий на оплату тепла до уровня самофинансирования составляют более 50 млрд. руб. в год. При этом основные субсидии идут на покрытие затрат на получение тепла в котельных (более 17 млрд. руб.) и при распределении тепла (почти 38 млрд. руб.). В части котельных высокие затраты объясняются не только низким техническим уровнем оборудования, но и низким уровнем загрузки этого оборудования. В системах распределения тепла большой износ теплотрасс вызывает повышенную аварийность и высокие потери тепла, что приводит к непомерно высоким затратам.

Таблица 15

Оценка затрат и субсидий на обеспечение потребителей теплом в системах централизованного теплоснабжения в России в 2009 г., млрд. руб.

	Затраты на 1 руб. товарной продукции	Субсидии на 1 руб. затрат	Прибыль (+), убыток (-), млрд. руб
Прибыль (+), убыток (-), млрд. руб	1,059	0,063	-17,95
электростанции	1,003-1,025	0,003	-0,18
котельные	1,069	0,076	-17,15
Передача тепла	0,976		2,23
Распределение тепла	1,223	0,003	-37,81
Поддержание систем ЦТ в работе	1,03-1,046	0,016-6,57	-0,53
В целом по ЦТ			-54,00

Источник: Росстат; расчеты авторов.

* * *

Таким образом, можно констатировать, что:

- Современное состояние теплоснабжения России не отвечает требованиям надежности и безопасности социально значимых систем энергоснабжения.
- Российская статистика частично представляет только централизованную часть теплоснабжения и не затрагивает децентрализованных потребителей.
- Теплоснабжение организационно разобщено и не имеет единой системы управления.
- В настоящее время и перспективе основными потребителями тепла есть и будут население, социальная сфера и промышленность.
- Убытки по системе теплоснабжения достигают 54 млрд. руб. (2009 г.), в том числе по распределению тепла – почти 38 млрд. руб. и по котельным – около 17 млрд. руб.

- Рост тарифов на тепло для населения намного опережает рост цен производителей тепловой энергии и являются существенным фактором снижения уровня жизни населения страны.
- Для развития децентрализованного теплоснабжения необходимо массовое производство теплогенерирующего и вспомогательного оборудования малой мощности.

2. Проблемы перспективного развития теплоснабжения России

Неблагоприятное состояние теплоснабжения России, достигшее критических рубежей, было рассмотрено в Разделе 1. Оно пока продолжает сохраняться. В то же время, с появлением Федерального Закона о теплоснабжении [23] можно ожидать позитивные сдвиги в этом сложном сегменте российского ТЭК. Важным звеном в определении направлений этих сдвигов является разработка перспектив развития СЦТ, основного способа обеспечения страны теплом, адекватных возможным курсам роста экономики России.

Перспективы модернизации СЦТ будут определяться подходами к решению основных проблем, определяющих эффективность СЦТ в свете ожидаемых тенденций освоения новых прогрессивных технологий и их стоимости, цен на энергоресурсы, целей и задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом в течение ближайших десятилетий.

Укрупненные перспективные оценки эффективности теплофикации. Оценка эффективности теплофикации базируется на двух основных положениях: 1) величине экономии первичного топлива по сравнению с раздельной выработкой этих энергоносителей, которая определяется техническими параметрами оборудования и режимами его загрузки по отпуску тепла и электроэнергии в период эксплуатации. 2) сопоставлении затрат и эффектов, получаемых в результате применения этой технологии.

В общем виде средняя величина экономии первичного топлива в установках комбинированной выработки тепла и электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$\Delta b = \frac{0,143}{\eta_{\text{котЭС}}} \left[\frac{\mathcal{E}}{Q_{\text{ТЭЦ}}} (1 - q_t) + \frac{\mathcal{E}_k}{Q_{\text{ТЭЦ}}} (q_t - q_k) \right] + \frac{0,143}{\eta_{\text{кот}}} (\alpha_{200} - \delta_{\text{ТС}}), \text{ тунт} / \text{Гкал} \quad (1)$$

где \mathcal{E} – полный годовой отпуск электроэнергии от ТЭЦ, МВтч; $\mathcal{E} = \mathcal{E}_t + \mathcal{E}_k$, (где \mathcal{E}_t – выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВтч, \mathcal{E}_k – выработка по конденсационному циклу, МВтч); $Q_{\text{ТЭЦ}}$ – годовой отпуск тепла от ТЭЦ, включая пиковые котельные, Гкал, q_k – среднегодовой удельный расход теплоты на отпущенный 1 кВтч по конденсационному

циклу ТЭЦ, Гкал/МВтч; q_t – то же по теплофикационному циклу ТЭЦ, Гкал/МВтч; $\alpha_{год}$ – доля теплоты от отборов турбин ТЭЦ; $\eta_{котЭС}$ – КПД котельных ТЭЦ и замещающей КЭС; $\eta_{кот}$ – КПД пиковых котельных ТЭЦ и котельной в раздельной схеме, $\delta_{тс}$ – потери в тепловых сетях.

Зная величину экономии топлива, можно рассчитать экономическую эффективность теплофикации (срок окупаемости дополнительных затрат в ТЭЦ) при равном поступлении тепла к потребителю в системах теплофикации и раздельного энергоснабжения:

$$T = \frac{(1 + k_{тс}) * k_{уд}^{ТЭЦ} * N_{ТЭЦ} - (k_{уд}^{КЭС} * N_{КЭС} + (1 - \delta_{тс}) * k_{уд}^{кот} * Q_{ТЭЦ})}{C_t * \Delta b * Q_{ТЭЦ}}, \text{ лет} \quad (2)$$

где $k_{уд}^{ТЭЦ}$ – удельные капиталовложения в ТЭЦ, долл./МВт; $N_{ТЭЦ}$, $N_{КЭС}$ – соответственно электрические мощности ТЭЦ и КЭС, МВт; $k_{уд}^{КЭС}$ – удельные капиталовложения в замещающую КЭС, долл./МВт; $k_{уд}^{кот}$ – удельные капиталовложения в замещающую котельную, долл./Гкал/час; $Q_{ТЭЦ}$ – годовой отпуск тепла от ТЭЦ, включая пиковые котельные, Гкал; $k_{тс}$ – удорожание варианта ТЭЦ за счет тепловых сетей (зависит от плотности тепловой нагрузки в регионе); C_t – цена сэкономленного топлива, долл./т у.т.; Δb – удельная экономия топлива от теплофикации, туг/Гкал; $\delta_{тс}$ – потери в тепловых сетях.

Рассмотрим расчет эффективности теплофикации на примере турбины Т-100/120-130 с номинальной электрической мощностью 100 МВт и максимальным отпуском тепла из отборов 130 Гкал/час. Предположим, что турбина работает круглогодично (6500 ч/год) с полными отборами в течение зимнего периода (3 мес.), минимальными отборами в течение летнего периода (3 мес.) и 6 мес. с переменной загрузкой отборов. В целом при таком режиме работы тепловые отборы турбины работают в течение 5400 час/год. Чисто конденсационный режим составляет 1100 час. При таком режиме турбина работает в чисто конденсационном режиме 1100 час. Годовая выработка электроэнергии турбиной составляет 650 тыс. МВтч, в т.ч. 202,5 тыс. МВтч на тепловом потреблении. Годовой отпуск тепла от турбины равен 351 тыс. Гкал. При $\alpha_{час} = 0,5$ пиковые мощности котельной будут равны 150 Гкал/час с продолжительностью работы в течение года около 410-415 час. Принято, что КПД замещающей КЭС равен 40%, а замещающей котельной 85%.

На рис. 2 показано влияние величины потерь в тепловых сетях на величину экономии топлива на единицу поставленной потребителю тепловой энергии. Как видно из графика, увеличение теплотерь в сетях приводит к заметному сокращению экономии топлива при теплофикации, что приводит к снижению экономичности ТЭЦ.

На рис. 3-5 показан эффект роста цены топлива на эффективность теплофикации. При увеличении цены топлива от 100 долл./т у.т. до 400 долл./т у.т.⁴ срок окупаемости снижается примерно в 2 раза с 20 лет (что является мало привлекательным) до 5-6 лет (что можно считать вполне приемлемым для объектов с большим сроком службы, как в электроэнергетике).

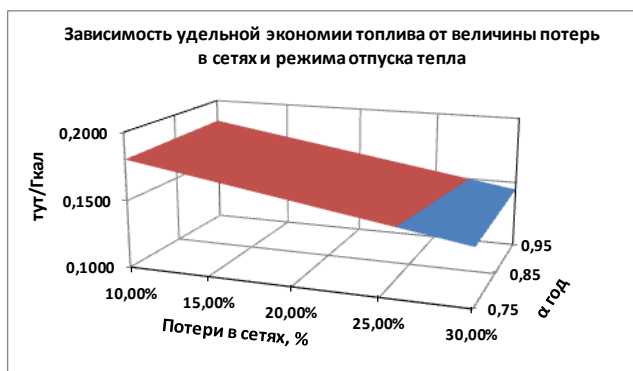
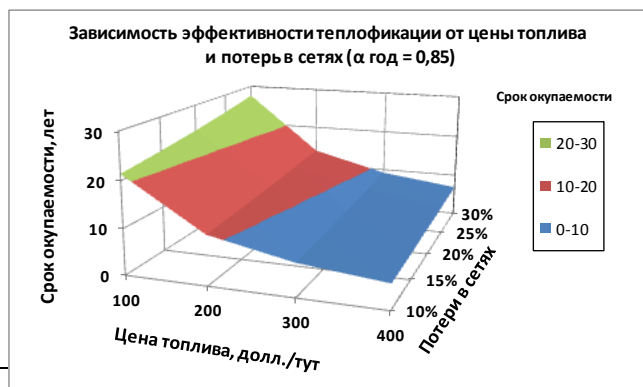


Рис. 2. Зависимость удельной экономии топлива от величины потерь в тепловых сетях и режимах отпуска тепла

Естественно, в районах с повышенной тепловой нагрузкой, определяемой плотностью населения, фактор удорожания вариантов теплофикации за счет тепловых сетей будет снижаться [24]. Это будет способствовать росту эффективности ТЭЦ в городских районах, где плотность населения намного возрастает. Наряду с ожидаемым ростом цен топлива и снижением потерь тепла в сетях, это в совокупности может привести к сокращению срока окупаемости до 4-5 лет.



⁴ Примерные значения текущей и ожидаемой к 2050 г. цены природного газа на внутреннем рынке России.

Рис. 3. Зависимость эффективности комбинированной выработки теплоты и электроэнергии от цены топлива и потерь в сетях (при α год = 0,85)

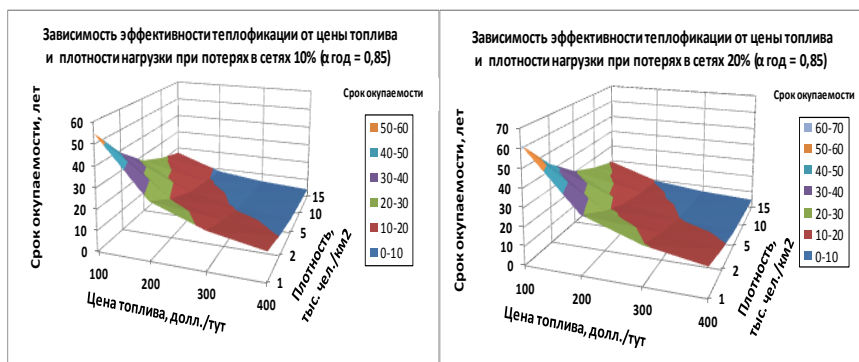


Рис. 4. Влияние факторов цены топлива, плотности тепловой нагрузки и потерь в тепловых сетях на эффективность теплофикации

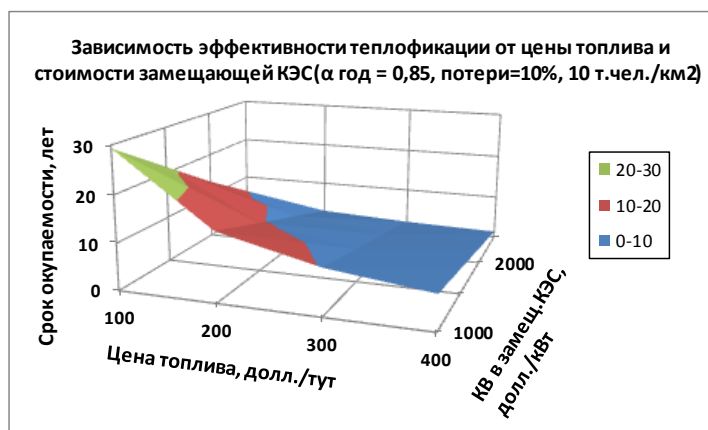


Рис. 5. Зависимость эффективности теплофикации от цены топлива и стоимости замещающей КЭС

Экономика замещающих КЭС также играет существенную роль. Это весьма важно для России, на территория которой в качестве замещающих конденсационных мощностей выступают различные типы электро-

станций. Так, там, где такими объектами являются парогазовые электростанции, сроки окупаемости ТЭЦ не опускаются ниже 7-8 лет даже при сильном удорожании природного газа. В районах с доминирующими КЭС, работающими на угольном топливе, предельная граница срока окупаемости не опускается ниже 3-5 лет, хотя с учетом более осторожного роста цены угольного топлива в реальности граница будет лежать выше 10 лет. При конкуренции ТЭЦ с раздельными системами на базе атомных электростанций срок окупаемости составляет 3-5 лет.

Таким образом, нет веских оснований говорить, что технология комбинированной выработки тепла и электроэнергии (теплофикация) исчерпала свои возможности и в современных условиях не имеет перспектив. Все зависит от конкретных условий и правильного использования технологии теплофикации.

Еще более обнадеживающими выглядит теплофикация в малых системах при использовании газотурбинных установок. Здесь могут быть применены два способа организации комбинированной выработки: путем "надстройки" существующих котельных газовыми турбинами и превращение их в мини-ТЭЦ или сооружение специализированных газотурбинных ТЭЦ, оборудованных котлами-утилизаторами для снабжения потребителей теплом.

По нашим расчетам, в период до 2025-2030 гг. при эскалации цен природного газа от 100 долл./1000 м³ сегодня до 350-370 долл./1000 м³ к 2030 г. и росте цены электроэнергии от энергосистемы от 10 ц/кВтч до 20 ц/кВтч за тот же период срок окупаемости дополнительных инвестиций на переоборудование существующих котельных мощностью около 20 Гкал/час в ГТУ-ТЭЦ колеблется от 8 лет (при 2500 час/год использования) до 4 лет (при 5500 час/год).

Примерно такие же сроки окупаемости имеют место при сооружении новым ГТУ-ТЭЦ с котлом-утилизатором.

Из приведенных данных следует:

- существует достаточно устойчивая зона для эффективного применения теплофикации в России как для крупных, так и для мелких систем централизованного теплоснабжения.
- ожидаемый рост цен природного газа в предстоящей перспективе будет способствовать расширению зоны эффективности теплофикации.
- эффективность теплофикации растет с увеличением плотности тепловой нагрузки (Гкал/км²).
- высокие потери в сетях заметно снижают эффективность теплофикации.
- зона эффективности теплофикации сильно зависит от выбора замещающей КЭС (парогазовые электростанции, угольные электростанции, АЭС).

Повышение эффективности использования тепла в жилом секторе. По нашим оценкам [см. разд.1], отпуск тепловой энергии от СЦТ в целом по России в первом десятилетии XXI века составлял в среднем 1410 млн. Гкал в год. Из них на долю населения и общественного сектора приходилось 47,9% (в т.ч. население 38,3%, общественный сектор – 9,6%). Потребление тепла населением, в свою очередь, складывалось из использования тепла на нужды отопления (почти 70%) и горячего водоснабжения (ГВС) (30%). При этом в городском жилищном фонде, обеспечиваемым в основном СЦТ, в 2000 г. отапливалось 1779,1 млн. м² со средним расходом тепла около 0,210 Гкал/м² в год. Для сравнения расходы тепла на отопление зданий в Финляндии, – стране достаточно близкой к России по климатическим условиям, удельный расход на отопление жилых помещений составил менее 0,13 Гкал/м² в год, сократившись за предшествующие 35 лет на 40% [25]. На ГВС в России расходовалось около 1,7 Гкал/чел. в год (оценка сделана из расчета среднего расхода горячей воды 115-120 л/сут./чел. при температуре 55°С).

В существующем российском жилищном фонде значительную долю составляют дома из сборного железобетона, являющиеся самыми энергорасточительными сооружениями. При этом фактические теплопотери в таких домах из-за низкого качества строительства и эксплуатации на 20-30% выше проектных. В результате удельное теплопотребление в расчете на одного жителя превышает установленные нормативы расхода тепла за рубежом в 2-3 раза с учетом приведения оценок к одинаковым климатическим условиям. При этом состояние существующих зданий, построенных до 1970 г., составляющих основную часть жилищного фонда, продолжает ухудшаться.

Сегодня доступен широкий круг энергосберегающих мероприятий, которые позволяют увеличить эффективность использования тепловой энергии в существующих жилых и общественных зданиях и в новом жилищном строительстве. Эта сфера является одним из основных компонентов энергосберегающего потенциала страны. Комплекс мероприятий по теплосбережению в новых зданиях может вполне обеспечивать сокращение расходов тепла на отопление и ГВС не менее 30-35% за 10-летний период⁵ для того, чтобы к середине века выйти на нормативы тепловых потерь в новых зданиях на 80-90% ниже, чем в настоящее время.

Анализ возможностей энергосбережения в зданиях показывает, что от масштабов использования существующего потенциала теплосбережения будет прямо зависеть перспективная потребность в тепловой энергии. Поэтому оценка спроса населения на тепловую энергию для отопления и ГВС с учетом развития жилищного строительства и экономики тепловой энергии в конструкциях зданий и СЦТ является обяза-

⁵ См. например, оценки, приведенным в программе энергосбережения до 2020 г. по г. Москве [26]

тельной составляющей прогноза. Был экспертно оценен рост численности населения по трем макрорегионам в разрезе трех типов городских поселений: *крупные города* (население более 100 тыс. чел.), где теплоснабжение осуществляется преимущественно от СЦТ; *средние города* (от 10 до 100 тыс. чел.), где доля централизованного теплоснабжения, как правило, будет расти, и *малые города*, ориентированные в основном на децентрализованные источники теплоснабжения. Расчет потребного жилищного фонда основывался на демографических прогнозах, вариантах развития жилищного строительства и теплотехнических характеристиках жилых зданий.

Динамика народонаселения в региональном разрезе приведена на рис. 6. Ожидается, что будет иметь незначительный рост городского населения, особенно в крупных городах (рис. 7)⁶. Этот фактор может играть положительную роль в развитии СЦТ.

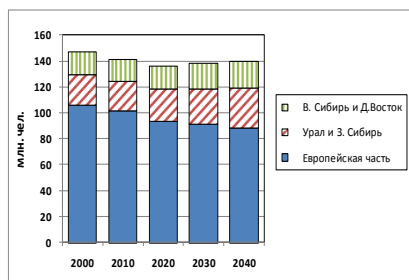


Рис. 6. Прогноз численности населения России в целом и по макрорегионам

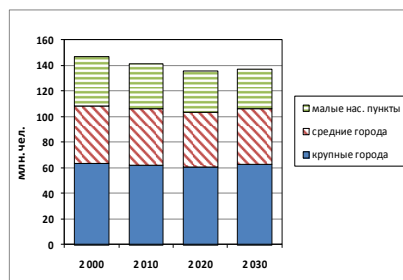


Рис. 7. Прогноз распределения населения по типам населенных пунктов

Прогнозы развития жилищного строительства основаны на росте средней обеспеченности городского населения страны к 2030 г. общей площадью жилых помещений от 25,5 м²/чел. (*сценарий 1*) и до 27 м²/чел. (*сценарий 2*) по сравнению с 18,9 м²/чел. в 2000 г. и ожидаемых 22,3 м²/чел. в 2010 г. Предполагается, что к 2030 г. все городское население страны будет иметь горячее водоснабжение. В расчетах сделано допущение, что в жилищном фонде, обслуживаемом СЦТ, в разрезе составлял 1779,1 млн. м² (2000 г.) около 70% жилой площади приходится на "старые" дома, построенные до 1970 г., и 30% на дома, построенные в период 1971-2000 гг. ("новые" дома). Предполагается, что выбытие существующего жилищного фонда будет нарастать до конца расчетного периода (2030 г.).

На рис. 8 показаны прогнозные значения удельной обеспеченности городского населения общей жилой площадью, принятые в обоих сце-

⁶ Демографические прогнозы и характер расселения приняты для обоих сценариев одинаковыми.

нариях. В соответствии с ними вся общая жилая площадь в стране должна к 2030 г. возрасти до 3620-3820 млн. м² по сравнению с 2786 млн. м² в 2000 г. (рис. 9). При этом площадь жилья в городах к 2030 г. должна составить 2725-2895 млн. м². Предполагается, что к этому времени 92-94% общей жилой площади в городах будет подключено к СЦТ. Общая жилая площадь в малых населенных пунктах возрастет с 768 млн. м² в 2000 г. до 895-925 млн. м².⁷

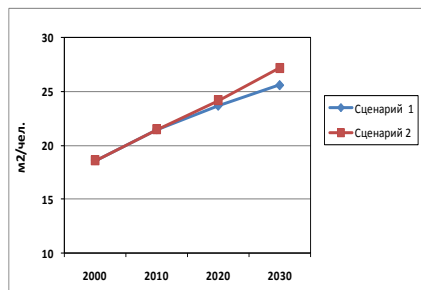


Рис. 8. Прогноз удельной обеспеченности городского населения общей жилой площадью

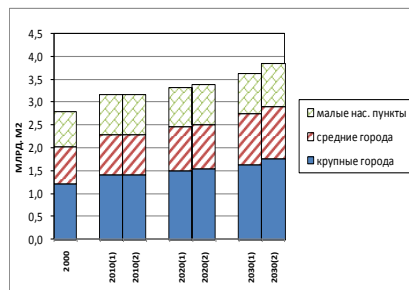


Рис. 9. Прогноз развития жилищного фонда по типам населенных пунктов

Ожидается, что будет происходить систематическое повышение качества жилья в городах, в том числе за счет увеличения доли городских жилищ, оснащенных системами централизованного отопления и ГВС. Прогнозы этой тенденции в макрорегионах показаны на рис. 10.

Для расчета необходимого ввода новых квартир были приняты одинаковые для обоих сценариев оценки выбытия старого жилья по десятилетним периодам (%/год):

Дома постройки	2000-2010	2011-2020	2021-2030
до 1970 г.	2%	2,5%	3%
1971-2000 гг.	1,0%	2,0%	2,5%

При таких темпах выбытия старого жилищного фонда рост обеспеченности городских жилищ системами централизованного теплоснабжения должны соответствовать уровням, указанным на рис. 10, а необходимые новые вводы жилья должны быть не меньше, чем указанные на рис. 11. В результате к 2030 г. вводы нового жилья в стране должны составлять не менее 60-70 млн. м² в год, т.е. более, чем удвоиться по сравнению с результатами строительства в 2005 г.

⁷ Состояние жилищного фонда для базового 2000 г. принята по [27].

Соответственно будет меняться структура жилищного фонда (рис. 12): к 2030 г. доля жилищного фонда в домах, построенных до 2000 г. будет по сценариям составлять 37-39%⁸ от всей жилой площади в городах, а остальной жилищный фонд будут составлять дома с улучшенными теплотехническими характеристиками.

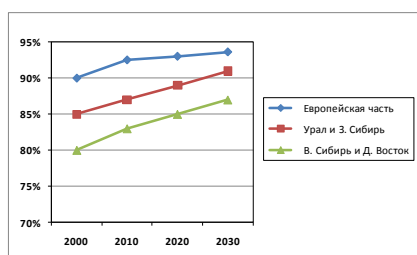


Рис. 10. Прогноз обеспеченности жилищного фонда городов системами централизованного отопления и ГВС

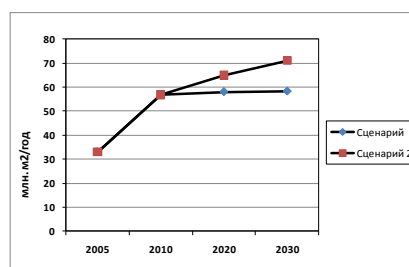
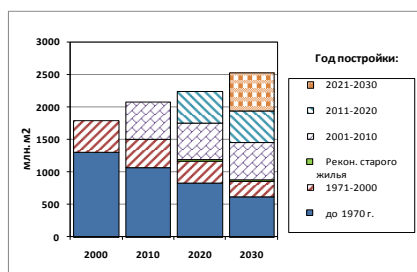
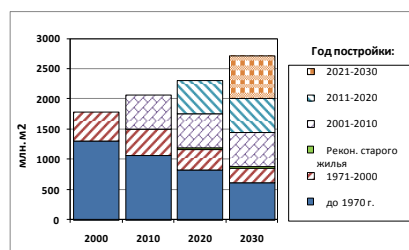


Рис. 11. Прогноз вводов площади новых квартир по рассматриваемым сценариям



а)



б)

Рис. 12. Прогноз структуры городского жилого фонда по времени постройки: а – сценарий 1, б – сценарий 2

Поскольку до настоящего времени остаются неясными годовые темпы изменения теплотехнических характеристик нового жилищного строительства, то расчеты были выполнены для трех вариантов динамики снижения нормативов расхода тепла на отопление жилых зданий за 10 лет: вариант 1 – на 20% (низкий); вариант 2 – на 30% (умеренный, принятый как наиболее вероятный); вариант 3 – на 40% (интенсивный). Эта динамика для новых зданий показана на рис. 13а. Следствием этого является снижение теплотерьер в новых зданиях к 2030 г. до 0,15 Гкал/м² при темпе

⁸ Большая величина соответствует сценарию 1.

сокращения низких темпах сокращения теплопотерь, 0,1 Гкал/м² – при умеренных темпах и 0,06 Гкал/м² – при интенсивном сокращении по сравнению с 0,29 Гкал/м² в зданиях сооруженных в период 1971-2000 гг.

Соответственно, усредненные тепловые характеристики жилищного фонда страны будут соответствовать траекториям, показанным на рис. 13б. Расчеты были сделаны при предположении, что в жилищном фонде постройки 1971-2000 гг. будет проводиться реконструкция существующего жилищного фонда с темпом роста объема реконструируемых зданий 5% в год.⁹ После реконструкции зданий теплопотери снижаются на 40-50% по сравнению с существующими характеристиками для старых зданий [28].

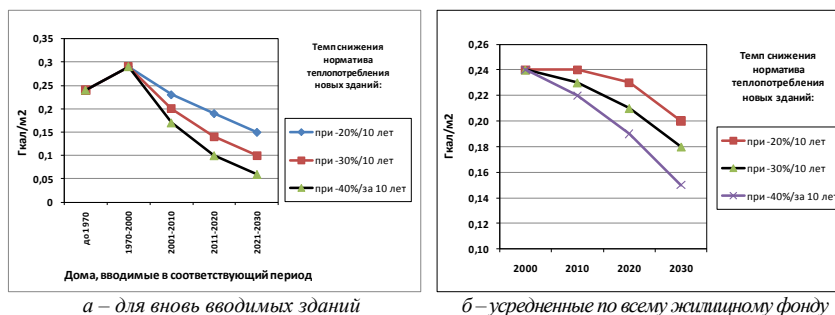


Рис. 13. Варианты удельных расходов тепла на отопление, принятые в расчетах

Расход горячей воды на нужды ГВС к 2030 г. будет снижаться со 110 л/чел./сут. до 80 л/чел./сут. (при температуре около 55°С), т.е. от 1,62 Гкал/чел./год до 1,15 Гкал/чел./год или на 30% (рис. 14)¹⁰.

⁹ К сожалению, приходится пользоваться лишь экспертными оценками, т.к. данных о темпах реконструкции жилищного фонда в целом по стране найти не удалось.

¹⁰ Следует обратить внимание, что норматив расхода воды на горячее водоснабжение в середине XX века составлял около 1 Гкал/чел./год [29].

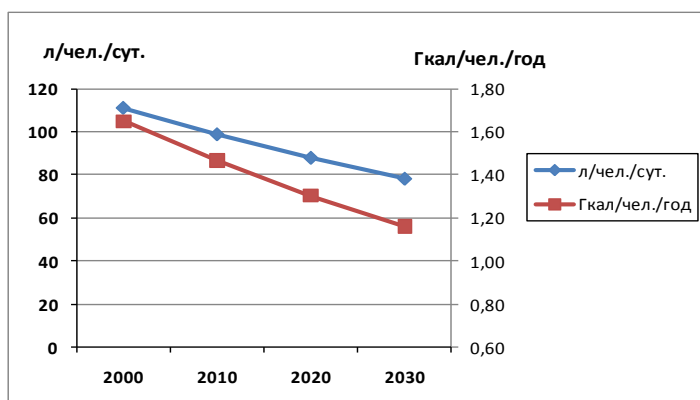


Рис. 14. Оценка расхода горячей воды на цели ГВС

В результате были получены прогнозные оценки спроса на тепло от СЦТ в жилом секторе. На рис. 15 они приведены для случая снижения тепловых характеристик зданий с темпом 30% за 10 лет. Это позволит удержать спрос на тепло от СЦТ в жилом секторе на уровне 550-555 млн. Гкал в год к 2012 г. с последующим его сокращением до 510-540 млн. Гкал к 2030 г. в зависимости от рассматриваемого сценария по сравнению с 529,3 млн. Гкал в год в 2000 г.. При этом доля расходов на ГВС будет снижаться с 30% в начале периода до 22-23% к 2030 г.

На рис. 16 даны оценки ожидаемого теплосбережения в жилищном фонде в период 2000-2030 гг. Суммарно за 30 лет величина экономии тепла может составить от 210 до 225 млн. Гкал, в том числе за счет экономии в горячем водоснабжении около 50-55 млн. Гкал и в отоплении 160-17 млн. Гкал. Теплопотребление общественного сектора оценено приблизительно в долях от расходов тепла в жилом секторе. Предполагается, что эта доля будет систематически возрастать к 2030 г. от 16,1% в 2000 г. до 23% в сценарии 1 и 25% в сценарии 2.

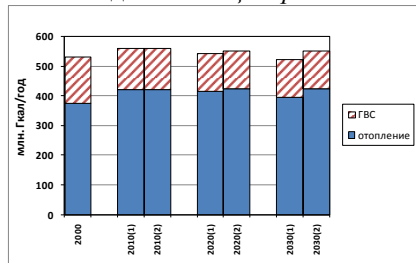


Рис. 15. Прогноз потребления тепла от СЦТ при снижении норматива

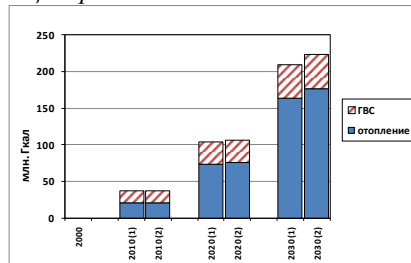


Рис. 16. Оценка величины кумулятивного теплосбережения в жилищном фонде

теплопотерь новых зданий
в размере 30% за 10 лет

страны в период от 2000 г. при снижении
норматива теплопотерь новых зданий
в размере 30% за 10 лет

Снижение аварийности и теплопотерь в тепловых сетях. Другой важной компонентой прогнозирования спроса на тепловую энергию является оценка потерь тепла в СЦТ при его транспорте и распределении. Потери в тепловых сетях по данным [13] достигли 24,2% от тепла, поступившего в системы централизованного теплоснабжения (по официальным статистическим данным эти потери в 2008 г. составили 7% [14]). Величина потерь зависит от технико-технологического состояния СЦТ и организации взаимоотношений между поставщиками и получателями тепла.

Изучение проблем транспорта тепла показало, что решающее значение имеют три основных фактора: *возрастная структура тепловых сетей*, которая в значительной мере определяет аварийность системы теплоснабжения и связанные с этим утечки теплоносителя; *потери тепла через изоляцию трубопроводов*; *организация строительно-монтажных работ при прокладке тепловых сетей*. В этой связи возникает многофакторная задача моделирования динамики надежной службы тепловых сетей и сопутствующего ей сокращения тепловых потерь при развитии системы централизованного теплоснабжения России в период до 2030 г.

В основу модели было положено принцип достижения заданных целевых установок в течение рассматриваемого срока прогнозирования. Это могут быть, например, задания по снижению аварийности в сетях, сокращению тепловых потерь, лимитам на инвестиционные средства и т.п. В процессе моделирования пользователь самостоятельно разрабатывает стратегию реконструкции тепловой сети, которая может обеспечить достижение принятых целевых установок по одному или нескольким параметрам¹¹.

Протяженность тепловых сетей и их структура по диаметрам труб были оценены по данным о протяженности тепловых сетей, используемых для обеспечения теплом населения и коммунально-бытовых потребителей, приводимые в статистической отчетности [9]. Эти сети составляют примерно 85-90% от полной протяженности всех тепловых сетей в стране.

Протяженность тепловых сетей определяется исходя из прогнозных оценок конечного потребления тепловой энергии на нужды отопления и ГВС с учетом *потерь в сетях*, зависящих от эффективности реконструкции сетей, в первую очередь от снижения аварийности. Для этого был введен показатель *удельного спроса на тепловые сети в расчете на*

¹¹ Из-за отсутствия в литературе по теплоснабжению ряда данных, характеризующих состояние тепловых сетей, на начальном этапе использовались примерные экспертные оценки и допущения, разработка которых является самостоятельной задачами.

1 млн. Гкал потребленного тепла. Он был рассчитан методом скользящих средних оценок по четырехлеткам в течение всего рассматриваемого периода. В результате была получена оценка необходимой общей протяженности тепловых сетей в стране в перспективном периоде.

Для прогнозных оценок структуры тепловых сетей по диаметрам труб были определены доли для каждого из диаметров в общей протяженности сети по скользящим средним значениям по 4-х летним периодам.

Возрастная структура тепловых сетей была представлена в виде 4 групп:

- ветхие сети (со сроком службы более 25 лет, т.е. свыше срока их нормальной эксплуатации),
- старые сети, требующие замены (со сроком службы от 20 до 25 лет),
- сети нормальной эксплуатации (со сроком службы от 10 до 20 лет),
- новые сети (со сроком службы до 10 лет).

Для каждой из этих групп сетей последовательно рассчитывались:

1) протяженность сетей по группам на начало года,
2) переходы в последующую по возрасту группу из группы более "молодых" по возрасту сетей из-за старения соответствующей части сетей данной группы,

3) необходимый объем ввода новых сетей для замены в каждой группе¹².

В результате таких расчетов были получены ожидаемые оценки состояния протяженности групп сетей на конец каждого года, которые на следующем шаге используются как оценки сетей на начало последующего года. Суммирование протяженностей вводов новых сетей по всем группам позволяет определить необходимые объемы вводов для реконструкции сетей, обеспечивающие достижение заданных целевых установок к концу периода или к отдельным временным срокам.

Аварийность тепловых сетей, приводимая в статистической отчетности [9], содержит информацию только в целом по системе централизованного теплоснабжения. Однако, совершенно очевидно, что аварийность ветхих сетей несравненно выше, чем для недавно введенных сетей. Дифференциация аварийности по группам сетей является важнейшим параметром для оценки надежности систем теплоснабжения. Поскольку этих данных крайне мало, то приходится использовать экспертные оценки и допущения относительно *распределения аварийности тепловых сетей* для базового расчетного года (в данном случае 2005 г.):

- ветхие сети – 80% всех аварий,
- старые сети, требующие замены – 15%,
- остальные сети – 5%.

¹² Это управляющий параметр, с помощью которого отслеживается динамика целевых установок: если она удовлетворительна с точки зрения принимающего решения, то переходят к расчетам для следующего года; если нет, то делаются корректировки по вводу новых сетей и расчет повторяется снова.

В соответствии с этим приближенным распределением аварийности тепловых сетей были оценены *удельные аварийности тепловых сетей на 1 км трассы* для условий 2005 г. Они составили:

- для ветхих сетей – 0,64 случая в год на 1 км,
- для старых сетей, требующих замены – 0,18,
- для остальных сетей – 0,01.

В дальнейших расчетах эти величины приняты условно постоянными для рассматриваемых групп тепловых сетей в течение всего периода прогнозирования. Они позволили оценить динамику аварийности тепловых сетей в СЦТ на основе прогнозов протяженности каждой группы сетей. Суммирование величин аварийности всех групп позволяет получить ожидаемую обобщенную аварийность сети в рассматриваемый момент времени.

Тепловые потери в сетях оценивались следующим образом: во-первых, за долю тепловых потерь базового года (2005 г.) была условно принята величина тепловых потерь в сетях на уровне 20%¹³; во-вторых, принято, что тепловые потери в сетях состоят из двух составляющих: *минимально-допустимых потерь*, соответствующих современным требованиям к проектированию, исполнению и эксплуатации тепловых сетей, и *дополнительных потерь*, которые возникают в связи с различными отклонениями от минимально-допустимого уровня из-за плохой теплоизоляции и износа тепловых сетей.

По данным зарубежных источников (см., например, [30]), "минимально-допустимые потери" в нормально работающих сетях составляют не более 6-8%¹⁴. Эта величина была условно принята как нижняя граница тепловых потерь в сетях для всего периода прогнозирования¹⁵. Тогда остальные потери могут быть отнесены к "дополнительным" потерям. Для условий базового 2005 г. тепловые потери в сетях складываются из "минимально-допустимых" потерь (6%) и "дополнительных" потерь (14%).

Полагая, что все "дополнительные" потери так или иначе связаны с аварийностью сетей, можно оценить *удельную величину тепловых потерь в расчете на 1 тыс. аварий* (млн. Гкал/тыс. аварий). Эта величина в расчетах условно принята постоянной для всего периода прогнозирования¹⁶. Зная величину отпуска тепла в сеть и ее аварийность можно оценить ожидаемую величину тепловых потерь в сети.

¹³ Величина теплопотерь в тепловых сетях принята по данным [31]. Эта же величина приводится в ряде других публикаций. Как показано в [321], значение этой величины колеблется от 10% до более 32%.

¹⁴ Оценено по данным [12].

¹⁵ Применение более эффективных изоляционных материалов, усовершенствование способов прокладки сетей, лучшая организация работ будут способствовать уменьшению величины "минимально-допустимых" потерь.

¹⁶ Это грубое приближение. Оно подлежит уточнению в дальнейшем, т.к. утечки теплоносителя и другие "дополнительные" потери не только зависят от числа аварий на теп-

Затраты на реконструкцию тепловых сетей прежде всего связаны с размером вводов новых сетей трубопроводов разных диаметров, т.к. удельные затраты на реконструкцию сетей существенно зависят от диаметра трубы. В первом приближении затраты можно оценить по структуре тепловых сетей по диаметрам. В расчетах стоимость прокладки тепловых сетей принята по данным [10, 33]¹⁷:

диаметр трубы, мм в двухтрубном исполнении:	тыс. долл./км сети
до 200 мм	100
200-400 мм	200
400-600 мм	2200
более 600 мм	6000

Прогнозные оценки состояния тепловых сетей России на перспективу до 2030 г. были выполнены для трех вариантов стратегии реконструкции сетевого хозяйства:

Вариант "А" – ежегодные вводы новых тепловых сетей на протяжении всего прогнозного периода неизменны и сохраняются на уровне, достигнутом к 2005 г.;

Вариант "Б" – новые вводы постоянно удерживают аварийность тепловых сетей на уровне, достигнутом в 2005 г.,

Вариант "В" – новые вводы тепловых сетей к 2030 г. обеспечивают снижение аварийности сетей в 4 раза.

На рис. 17 приведены оценки протяженности тепловых сетей. Следует ожидать, что к 2030 г. общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении возрастет на 15-20 тыс. км и составит около 195 тыс. км по сравнению с 177 тыс. км в базовом 2005 г. Структура сетей по диаметрам трубопроводов будет медленно изменяться за счет увеличения протяженности трубопроводов диаметров до 200 мм, доля которых увеличится с 75% в настоящее время до более, чем 80% к 2030 г.

ловой сети, но и от продолжительности аварии. Применение эффективных методов контроля сети и организации работ по ликвидации аварий несомненно приведут к сокращению удельной величины тепловых потерь.

¹⁷ Приводимые значения даны без учета удорожания при перекладке тепловых сетей в городских условиях.

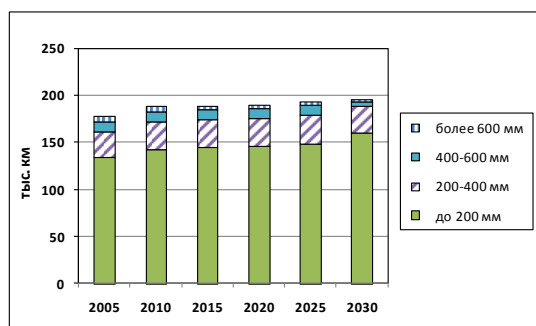


Рис. 17. Прогноз изменения протяженности тепловых сетей в СЦТ по диаметрам труб

В начале периода (2005 г.) из общей протяженности тепловых сетей 177 тыс. км на ветхие сети приходилось 27 тыс. км, старые сети, требующие замены, - 18 тыс. км, нормально-эксплуатируемые и новые сети – по 66 тыс. км. В соответствии с принятыми вариантами суммарный ввод новых тепловых сетей составит в варианте "А" – около 5-6 тыс. км в год, в варианте "Б" – вводы должны постепенно нарастать до 7-8 тыс. км в год, а в варианте "В" – вводы новых сетей после 2010 г. должны составлять не менее 10 тыс. км в год.

Динамика новых вводов тепловых сетей для рассматриваемых вариантов реконструкции дана на рис. 18. Здесь вводы разделены на две категории: прирост протяженности тепловых сетей и замена ветхих и старых сетей.

Разная динамика в рассматриваемых вариантах ввода новых тепловых сетей оказывает влияние на возрастную структуру сетей (рис. 19): сохранение постоянного уровня вводов в варианте "А" приводит к тому, что протяженность ветхих сетей возрастает с 27 тыс. км до 71 тыс. км к 2030 г., т.е. в 2,6 раза, а сетей, требующих замены, - с 18 тыс. км до 25 тыс. км, или более, чем в 1,4 раза. Это означает, что доля высокоаварийных тепловых сетей возрастет с 25% до почти 50%.

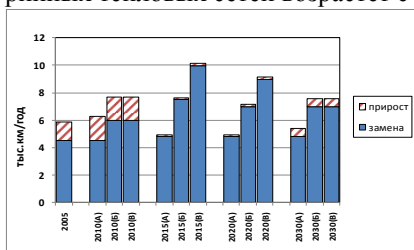


Рис. 18. Прогноз необходимых ежегодных вводов новых тепловых

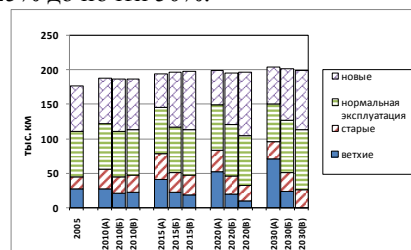


Рис. 19. Прогноз возрастной структуры тепловых сетей

При сохранении аварийности сетей на неизменном уровне (вариант "Б") протяженность ветхих и старых сетей к 2030 г. остается практически на одном уровне каждой категории по 26-27 тыс. км. Это означает, что доля сетей с высоким уровнем аварийности останется практически неизменной, – около 25%.

В варианте "В" протяженность ветхих тепловых сетей будет, напротив, постоянно снижаться к 2030 г. до 1 тыс. км. Одновременно группа старых сетей, требующих замены, остается на уровне 25-30 тыс. км. В итоге протяженность сетей повышенной аварийности снижается по сравнению с 2005 г. с 25% до 13%. Это происходит, главным образом, за счет резкого сокращения протяженности ветхих тепловых сетей.

В зависимости от принятой стратегии ввода новых тепловых сетей будет изменяться аварийность сетей (рис. 20). При сохранении годовых объемов вводов новых тепловых сетей неизменными на протяжении всего периода прогнозирования (вариант "А") произойдет практически удвоение аварийности тепловых сетей: с 12 до более 25 аварий на 100 км. В то же время, в вариантах "Б" и "В" будут выдерживаться принятые целевые установки по реконструкции тепловых сетей.

Как следствие сокращения аварийности, наблюдается снижение тепловых потерь в сетях. На рис. 21 показано изменение величины тепловых потерь в сетях: "минимально-допустимые" потери во всех вариантах остаются неизменными на установленном уровне 6% от объема поставок тепловой энергии, а "дополнительные" потери будут меняться в зависимости от качества изоляции и уровня аварийности тепловых сетей. При этом "дополнительные" потери в варианте "А" будут существенно возрастать, что в итоге приведет к общим потерям в 2030 г., равным около 36% по сравнению с 20% в 2005 г. В варианте "Б" общие тепловые потери сохраняются на неизменном уровне. В варианте "В" они сокращаются 2 раза, в том числе "дополнительные" потери снижаются в 3,5 раза.

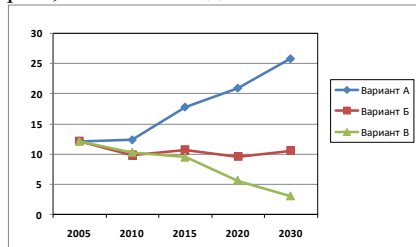


Рис. 20. Оценки динамики аварийности тепловых сетей

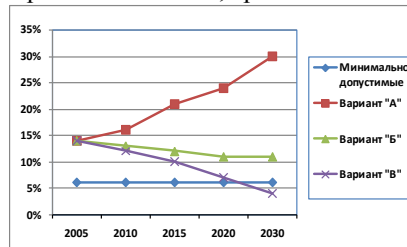


Рис. 21. Оценка составляющих величины тепловых потерь по вариантам

по вариантам (число аварий/100 км)

(минимально-допустимые
и дополнительные)

На рис. 22 даны оценки инвестиционного спроса¹⁸ на реконструкцию и развитие тепловых сетей в соответствии с рассматриваемыми вариантами по пятилетним периодам с 2005 по 2030 г.

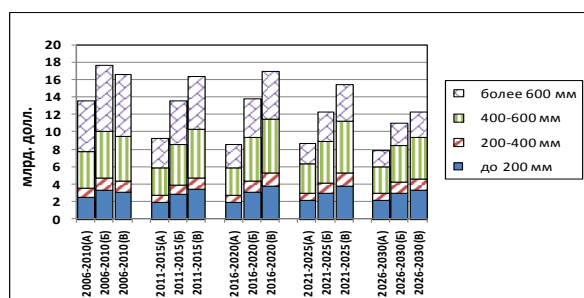


Рис. 22. Ожидаемый инвестиционный спрос на реконструкцию и развитие тепловых сетей СЦТ России в соответствии с заданными целевыми установками

Как видно, в варианте "А" затраты будут сокращаться в связи с увеличением доли трубопроводов малого диаметра, требующих меньших удельных капиталовложений. В варианте "Б" капиталовложения будут сохраняться на практически постоянном уровне в течение 2005-2025 гг., после чего начнется сокращение инвестиций. В варианте "В" инвестиции возрастают до 2020 г. с некоторым последующим их снижением. Но они остаются заметно выше, чем в вариантах "А" и "Б".

В итоге суммарные инвестиции в реконструкцию и развитие тепловых сетей в рассматриваемых вариантах за период 2005-2030 гг. могут составить:

Вариант А	48 млрд. долл.
Вариант Б	64 млрд. долл.
Вариант В	около 75 млрд. долл.

3. Перспективы развития теплоснабжения России до 2030 года

Одновариантный прогноз теплоснабжения страны на длительную перспективу, например, разработанный в рамках энергостратегии России до 2030 г. [13], представляется явно недостаточным для обоснования объемов спроса и производства теплоэнергии и необходимых инвестиций в развитие теплоснабжения в условиях постоянно возникающих

¹⁸ Без учета удорожания перекладки сетей в городских условиях.

новых задач и ограничений, которые невозможно предусмотреть заранее. Содержательный подход состоит в разработке вариантов сценариев возможного развития экономических и энергетических событий в долгосрочной перспективе. Полученные на их основе результаты сценарных прогнозов будут являться огибающими границами пространства, в пределах которого могут находиться действительные значения прогнозируемых параметров развития СЦТ страны. Такие оценки явно обоснованнее и надежнее, чем одновариантное представление возможной динамики развития теплоснабжения.

В настоящей работе представлены результаты моделирования перспектив развития СЦТ страны. Отправной базой этих исследований послужили модельно-аналитические разработки Института народнохозяйственного прогнозирования РАН по долгосрочному прогнозированию развития экономики страны и ТЭК России до 2030 г. и последующих лет.

Возможное экономическое развитие России представлено двумя альтернативными сценариями, разработанными в ИНП РАН:

- *сценарий 1* характеризуется относительно слабой экономической динамикой¹⁹ и предполагает продолжение в перспективе вялотекущей экономической ситуации. В то же время, в нем были учтены изменения в экономике, возникшие во второй половине 2008 г. в связи с глобальным экономическим кризисом. Это привело к значительному снижению величин исходных прогнозных показателей. Ожидается, что ВВП страны к 2030 г. возрастает в 3,0-3,1 раза по сравнению с 2000 г. (среднегодовой темп прироста ВВП за период равен 3,7-3,8%);
- *сценарий 2*, напротив, характеризуется сильной экономической динамикой²⁰ и предполагает проведение активной инвестиционной политики, направленной на перестройку производственной структуры экономики с учетом широкого внедрения инновационных технологий. В нем также учтено определенное сокращение темпов экономического роста в период 2008-2012 гг. Согласно этому сценарию, ожидаемый рост ВВП к 2030 г. должен быть в 4,4-4,5 раза (среднегодовой темп прироста ВВП за период равен 5-5,1%). Как следствие активной политики, в *сценарии 2* должна происходить интенсивная перестройка структуры национальной экономики, в ре-

¹⁹ В связи с новыми экономическими условиями, возникшими в результате мирового кризиса в ИНП РАН проводится переоценка ранее разработанных сценариев социально-экономического развития России до 2030 г. Пока подготовлен вариант сценария с относительно слабыми темпами экономического роста. В настоящем исследовании это сценарий 1.

²⁰ В сценарий 2 внесены коррективы, вызванные финансово-экономическим кризисом 2009-2010 гг. Это привело к сокращению ожидаемых темпов роста и структурных преобразований в экономике в период до 2020 г. В остальном сценарий 2 пока остался без изменений. Подробно сценарии развития ТЭК России до 2030 г. были рассмотрены в [35].

зультате которой сократится доля энергоемких отраслей и увеличится доля малоэнергоемких производств и сектора услуг. Это будет сдерживать темпы роста энерго- и теплопотребления.

Эффект энергосбережения в обоих сценариях увязан с темпами экономического роста. Ожидается, что при темпах экономического развития по *сценарию 1* перестройка структуры экономики страны будет идти медленнее, а усилия по энергосбережению за счет использования новых технологий будут менее интенсивными, чем в *сценарии 2*. Предполагается, что долговременные высокие темпы роста экономики возможны только при ускоренном изменении структуры производства за счет опережающего развития малоэнергоемких отраслей. Это дает больше возможностей для проведения энергосберегающей политики.

В обоих сценариях приняты одинаковые темпы изменения численности населения страны в соответствии с прогнозами, приведенными в [34]. Согласно имеющимся "умеренным" прогнозам население страны будет систематически сокращаться с 144,8 млн. чел. в 2000 г. до 134-135 млн. чел. к 2020 г. В настоящей работе предполагается, что после 2020 г. численность населения России к 2030 г. возрастет до уровня 140 млн. чел. При этом доля населения в Европейской части страны несколько уменьшится, а в восточных регионах увеличится. Одновременно будет происходить медленное сокращение доли населения крупных городов и малых населенных пунктов за счет роста средних по численности городов. Прогнозы были выполнены по трем укрупненным макрорегионам страны: Европейской части, Уралу и Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнему Востоку.

Как показывают расчеты, приведенные ниже, выбросы CO₂ в *сценарии 1* до 2030 г. не выйдут за пределы, установленные для России Киотским протоколом. При таких темпах экономического развития в России не возникает необходимости введения дополнительных ограничений на выбросы CO₂. Но в *сценарии 2*, уже после 2020 г. потребуются вводить специальные ограничения в структуре источников энергии для сохранения объемов выбросов CO₂, отвечающих требованиям Киотского протокола. Существенно жестче повлияет на развитие ТЭК и систему СЦТ, если будут приняты мировым сообществом требования, сформулированные в так называемом *Сценарии 450*, разработанном Международным энергетическим агентством (МЭА) [36 и др.]. Это еще в большей степени повлияет на структуру и экономику топливной базы источников тепла, используемых в СЦТ России.

Спрос на тепловую энергию будет формироваться в условиях примерно стабильной численности постоянного населения страны при росте плотности застройки существующих городских поселений, повышении тепловой экономичности жилых и общественных зданий и сохранении сложившейся конфигурации трасс тепловых сетей. Это означает,

что энергетическая и экономическая эффективность реконструкции и дальнейшего развития теплоснабжения России могут и должны быть реально оценены только на основе комплексного анализа всех составляющих компонентов СЦТ и возможных альтернативных вариантов от источников тепла и до конечных потребителей. Классические идеализированные варианты схемы сравнения тепло- и электроснабжения от ТЭЦ вместо варианта подачи тепла от котельных и электроэнергии от конденсационных электростанций, рассматриваемые, как правило, при проектировании и сооружении новых СЦТ, уже не отвечают реальным условиям современного и перспективного теплоснабжения даже на уровне раннего (схематического) рассмотрения проблемы. Целостная постановка такой сложной задачи, учитывающей новые условия развития СЦТ, еще подлежит разработке²¹.

Неблагополучное состояние СЦТ страны, их высокая аварийность, несоразмерно высокие потери тепла, технико-технологическая отсталость используемого оборудования, недостаток инвестиционных средств делают необходимым проведение тщательного анализа возможного реального спроса на тепловую энергию в перспективе со стороны основных потребителей, в первую очередь населения, социального и коммунально-бытового секторов, где потребляется около половины всего тепла.

Оценка спроса на тепловую энергию от СЦТ. Рассмотренные выше направления использования тепловой энергии (на нужды отопления и горячего водоснабжения в жилом и общественном секторах и потери тепла в СЦТ) являются определяющими слагаемыми в тепловом балансе страны. Прогноз спроса на тепло от систем централизованного теплоснабжения в национальной экономике России до 2030 г. даны на рис. 23. В этом прогнозе спрос на тепло населением и социальной сферы и потери тепла в сетях даны по оценкам, выполненным в настоящей работе, а спрос на тепло для промышленного производства, в сельском хозяйстве и транспортных организаций принят по оценкам, полученным при прогнозировании развития ТЭК страны (см. например, [34]). В основу этих прогнозов положены темпы развития и ожидаемые структурные изменения в национальной экономике и гипотезы изменения энергоемкости добавленной стоимости по отраслям народного хозяйства в соответствии с тенденциями развития энергосбережения (см., например, [18]). Оценка потерь тепла в сетях принята по варианту В, предусматривающему снижение аварийности в 3-4 раза и тепловых потерь в 2 раза по сравнению с базовым 2005 годом.

²¹ В данной работе авторы затрагивают только часть таких вопросов, для решения которых необходима более развернутая постановка и полная информация, чем содержится сегодня в справочной и научно-методической литературе.

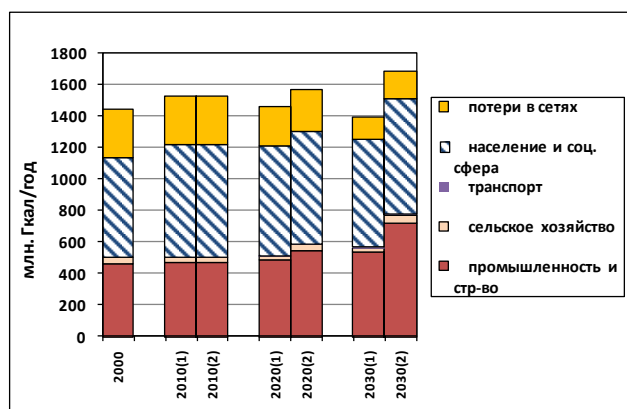


Рис. 23. Прогноз спроса на тепло от СЦТ до 2030 г. при условии снижения за 10 лет теплопотерь в новых зданиях на 30% и сокращении потерь в тепловых сетях в 2 раза

В соответствии со сделанными выше предположениями можно ожидать, что спрос на тепло от СЦТ достигнет 1400-1685 млн. Гкал к 2030 г. (в зависимости от сценария) по сравнению с 1410 млн. Гкал в среднем за первое десятилетие XXI века (1444 млн. Гкал в 2000 г.).

Оценка производства тепла в СЦТ. Обеспечение спроса на тепло от СЦТ в перспективе до 2030 г. будет происходить за счет совершенствования существующих основных технологий: *комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ и в котельных установках.* При этом следует ожидать, что доли этих двух технологий в течение рассматриваемого периода практически будут оставаться неизменными. В структуре технологий комбинированной выработки будет возрастать доля парогазовых и газотурбинных ТЭЦ при сокращении доли паротурбинных ТЭЦ. В период 2020-2030 гг. начнется рост применения теплонасосных установок (ТНУ) в системах централизованного теплоснабжения, работающих на низкопотенциальном тепле крупных водных источников (водоемы, реки, озера), станций очистки и охлаждения воды и т.п. На рис. 24 показана ожидаемая структура производства тепла в СЦТ в соответствии с двумя рассматриваемыми сценариями развития ТЭК России.

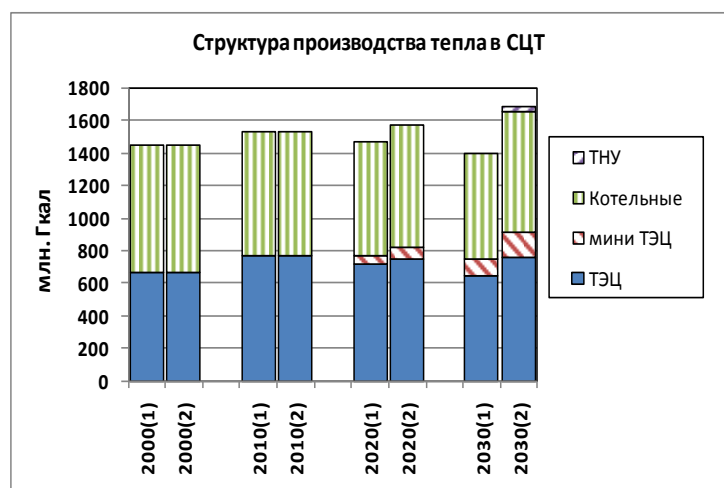


Рис. 24. Объемы и структура источников производства тепла в системах централизованного теплоснабжения России

В предстоящем периоде при слабых темпах экономического развития (*сценарий 1*) производство тепла от ЦТ будет медленно сокращаться под влиянием энергосбережения, изменения структуры производства, сокращения аварийности и тепловых потерь в сетях. Напротив, при высоких темпах экономического развития (*сценарий 2*) следует ожидать некоторый рост спроса на тепловую энергию, в результате которого производство тепла может превысить уровень 2000 г. на 10-15%.

В табл. 16 даны укрупненные оценки необходимых капиталовложений в развитие ЦТ, которые за период до 2030 г. могут составить около 165-190 млрд. долл. (включая инвестиции в ТЭЦ). На тепловые сети должно приходиться не менее 40-45% от всех капиталовложений в системы централизованного теплоснабжения.

Таблица 16

Оценка необходимых инвестиций в развитие и модернизацию ЦТ за период 2005-2030 гг., млрд. долл.

	2005-2010	2011-2020	2021-2030
ТЭЦ всех типов	10-12	20-25	50-55
Котельные	1,5-2	6-7	4-8
ТНУ	-	-	0-0,5
Тепловые сети	16-17	34-36	26-28
Всего	27,5-31	60-68	80-90

Влияние ограничений на выбросы CO₂ на структуру производства тепла в СЦТ. Для условий, представленных в базовых сценариях социально-экономического развития страны, дополнительно были рассмотрены еще два сценария ситуаций, которые в перспективе могут оказать существенное влияние на структуру ТЭК и СЦТ. Они вызваны необходимостью изучения стратегических решений из-за возможных рисков, связанных с влиянием изменения климата планеты на энергетическую политику.

За основу был принят *сценарий 2* с высокими темпами экономического развития, но без ограничений на выбросы CO₂. В этом сценарии выбросы CO₂ увеличиваются к 2030 г. почти на 50%. Для сравнения влияния ограничений на выбросы CO₂ были рассмотрены два дополнительных сценария на основе сценария 2:

- *сценарий 3* – "замораживание" требований Киотского протокола после 2012 г. по выбросам тепличных газов;
- *сценарий 4* – ужесточение требований Киотского протокола с целью сокращения выбросов тепличных газов к середине XXI века на 40-50% от уровня 1990 г. Это примерно соответствует *Сценарию 450 МЭА* [36].

Результаты моделирования структуры производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения при различных ограничениях на выбросы CO₂ представлены на рис. 25.

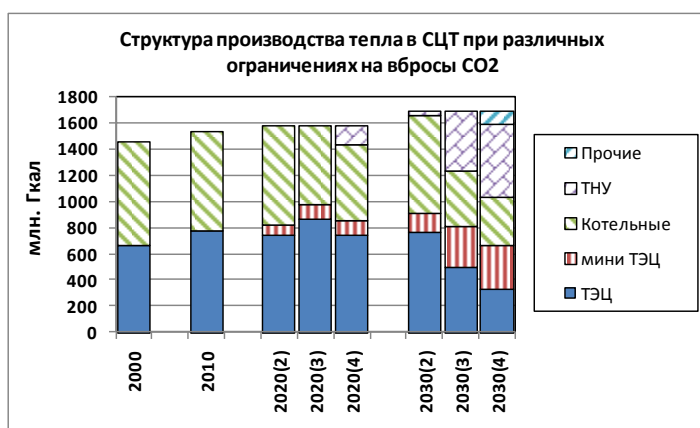


Рис. 25. Влияние ограничений на выбросы CO₂ на структуру производства тепла в системах централизованного теплоснабжения России (2 – сценарий 2, 3- сценарий 3, 4 – сценарий 4)

Введение ограничений на выбросы CO₂ приводит к существенному изменению структуры производства тепла:

во-первых, будут сокращаться технологии производства тепла, использующие органические виды топлива. Особенно это скажется на производстве тепла котельными, доля которых сократится с 50% в *сценарии 2* до примерно 25% в *сценарии 4*. Одновременно следует ожидать сокращения доли ТЭЦ в выработке тепла СЦТ - до одной трети в *сценарии 4*. При этом возрастает роль малых ТЭЦ на базе газотурбинных технологий, которые к 2030 г. могут составить более половины всей комбинированной выработки тепла;

во-вторых, заметно повысится роль технологии на базе электроэнергии, которая в значительной мере будет производиться на основе ядерной энергии и новых источников энергии. В первую очередь это относится к ТНУ, доля которых в системах централизованного теплоснабжения к 2030 г. может возрасти до одной трети от общего объема производства тепла;

в-третьих, должны появиться новые технологии, с нулевыми или очень низкими выбросами CO₂ за счет использования возобновляемых источников энергии, – сухого тепла земли, солнечной энергии, топливных элементов на базе водорода, получаемого путем термохимического разложения воды с использованием тепла высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов или других "чистых" источников энергии. Но это приведет к увеличению инвестиций в системы централизованного теплоснабжения до 210-220 млрд. долл. до 2030 г.

4. Развитие теплофикации в зарубежных странах (на примере Дании²² и Финляндии²³)

Дания. В Дании разработана общенациональная политика в сфере централизованного теплоснабжения (ЦТ). В соответствии с законом о теплоснабжении датские муниципалитеты могут устанавливать обязательные раздельные зоны для централизованного теплоснабжения и газоснабжения, где здания могут быть подключены только к одному виду отопления. Цены на тепло и инвестиции регулируются.

Правительство Дании предоставляет субсидии для стимулирования развития СЦТ и теплофикации и требует, чтобы каждый населенный пункт разрабатывал районный план теплоснабжения. Администрации населенных пунктов и компании-операторы ЦТ в законодательном порядке обязаны обеспечить надежное теплоснабжение всех зданий в своей зоне обслуживания СЦТ. В крупных городах существует оптовый рынок тепловой энергии, которую компании на конкурентной основе покупают у ТЭЦ, мусоросжигающих заводов и других источников.

²² На основе материалов [37].

²³ По материалам [38].

Почти все крупные электростанции расположены рядом с основными городами, а 12 из 14 крупнейших электростанций в стране поставляли тепловую энергию в СЦТ. Доля городского населения достигает 80%. В результате этого высока плотность тепловой нагрузки вблизи основных электростанций. Это позволяет эффективно совмещать развитие централизованного теплоснабжения и теплофикации.

Средний уровень подключения населения к СЦТ составляет 82%, и с 2000 г. он все еще повышался. Датские СЦТ снабжают не только крупных потребителей тепла и многоквартирные дома, но и значительное число современных индивидуальных домов.

В Дании одним из основных направлений энергетической политики страны является увеличение роли теплофикации. Доля ТЭЦ в производстве тепла в 2009 г. составила 77%, по сравнению с 60% в 1990 г. и 40% в 1980 г. В производстве электроэнергии в 1980 г. ТЭЦ занимали менее 20%, в 1990 г. уже 37%, а в 2005 г. достигли 50%, в 2009 г. – около 80%.

Развитие теплофикации шло в Дании на протяжении всего XX века. Уже в 1904 году появилась первая ТЭЦ, снабжавшая теплом и электроэнергией больницу в г. Копенгаген. К середине 1930-ых в Копенгагене уже существовала хорошо развитая система тепловых сетей для СЦТ.

В 1979 году начался процесс планирования теплоснабжения, нацеленный на увеличение теплофикации в централизованном теплоснабжении и более широкое использование газа. По этому плану датские города делились на зоны централизованного теплоснабжения и зоны использования газа для индивидуального энергообеспечения зданий. Такое зонирование защитило СЦТ от конкуренции с газовым и электрическим отоплением. Зонирование также снижает ненужные инвестиции в инфраструктуру, что позволяет производить тепло по более низким ценам.

В результате сегодня основные города имеют большие тепловые сети и развитые СЦТ, в которых почти все тепло (95-98%) производится на крупных и эффективных угольных или газовых ТЭЦ, мусоросжигающих заводах и ряде малых пиковых и резервных котельных, работающих на мазуте или газе. С начала 1980-ых гг. не было построено ни одной электростанции без теплофикационных отборов. Это было обусловлено экологическими соображениями и повышением энергоэффективности. Таким образом, ввод новых электрических генерирующих мощностей может быть осуществлен при увеличении доли СЦТ на рынке тепла.

Промышленные ТЭЦ используются в теплоемких отраслях, таких как нефтехимия, деревообрабатывающая и бумажная промышленность. В производстве продуктов питания и тепличных хозяйствах также используют поставки низкопотенциального тепла от ТЭЦ. Изначально условия для развития промышленных ТЭЦ в Дании мало комфортные, так как промышленность в основном представлена малыми и средними предприятиями с небольшим энергопотреблением. Тем не менее, суще-

ствуется специальная программа Правительства Дании, которая позволила значительно увеличить число промышленных ТЭЦ.

В 1990 г. в Дании было 20 промышленных ТЭЦ, в основном оборудованных угольными или мазутными котлами и паровыми турбинами, а развитие промышленных ТЭЦ оставалось на низком уровне. В 1992 г. была начата программа развития теплофикационных мощностей в промышленности. Целью было реализовать существующий потенциал, оцениваемый в дополнительные 400 МВт (э). В рамках этой программы промышленным компаниям предоставили возможности получать субсидии в размере 30% от размера инвестиций в повышении энергоэффективности или постройку ТЭЦ. Для малых и средних компаний по специальному запросу эта субсидия могла достигать 40%. Это послужило стимулом к развитию промышленных ТЭЦ на газе и биомассе. Программа действует до настоящего времени.

Результатом господдержки стало увеличение числа производителей в промышленности на 100 единиц к 1997 г. Общий потенциал для промышленных ТЭЦ в 1995 г. был переоценен до 750 МВт. В 2000 г. установленная мощность промышленных ТЭЦ превышала 300 МВт. Производство электроэнергии на промышленных ТЭЦ составило 8% от общенационального. В подавляющем большинстве промышленные ТЭЦ используют газ. Но есть несколько ТЭЦ, сжигающих биомассу.

В дополнение к крупным ТЭЦ и развитым СЦТ в Дании функционирует большое число малых и мини-ТЭЦ. Такие ТЭЦ расположены в зонах децентрализованного теплоснабжения (ДТ), в той части агломераций, куда неэффективно тянуть сети. Самая большая из таких малых ТЭЦ имеет установленную электрическую мощность около 100 МВт, однако большинство имеет мощности по электроэнергии от 0,5 до 10 МВт и снабжают теплом небольшие обособленные объединения потребителей или общественные здания. Не присоединенные к тепловым сетям мини-ТЭЦ по электрической мощности не превышают 1 МВт.

Мини-ТЭЦ покрывают спрос на тепло, который неэффективно удовлетворяют большими мощностями. Это около 10% общего спроса на тепло. Получившуюся при комбинированном производстве электроэнергии продают в общественные электрические сети, которые по закону обязаны принять эту электроэнергию. Топливом для мини-ТЭЦ служит природный газ и горючие отходы производств. В меньшей степени это биогаз и различная биомасса.

Мини-ТЭЦ получили государственную поддержку в парламентском акте 1986 г. Для принятия электроэнергии от мини-ТЭЦ, выработанной на местных видах топлива (газ, отходы, биогаз или биомасса), были выделены распределительные сети с пропускной способностью до 450 МВт. На первом этапе программы развития мини-ТЭЦ были отработаны технологии на 80-100 МВт мощности. Затем в 1990 г. разработали «план 2000» по более

широкому использованию такой энергии. Для ускорения внедрения мини-ТЭЦ применялись государственные субсидии. Они составляли 10 øге за кВт.ч (1,5 евроцента) для электроэнергии, выработанной на местных источниках. Затем субсидии снизили до 7 øге за кВт.ч. Для мини-ТЭЦ с мощностью менее 3 МВт субсидии остались на уровне 10 øге за кВт.ч.

Пик развития мини-ТЭЦ пришелся на 1994-95 гг. Более 80% установленной мощности (около 25 МВт) составляют газовые котлы, 16,5% – газовые турбины и 3,5% - биогазовые котлы. Большинство газовых котлов имеют мощность 0,5-4 МВт, газовых турбин 4-25 МВт. Более 60 ТЭЦ, использующих биотопливо, снабжают теплом децентрализованные системы или отдельно стоящие сельскохозяйственные фермы. Электроэнергия при этом отдается в национальные энергосети. Суммарная установленная мощность по электричеству не превышает 20 МВт, причем, только несколько агрегатов имеют единичную мощность более 1 МВт.

В результате поддержки мощности мини-ТЭЦ с 1993 по 2000 год увеличились в 3,4 раза, тогда как мощность остальных источников СЦТ осталась на том же уровне.

В 2000 году промышленные ТЭЦ и мини-ТЭЦ составляли 1400 МВт, или 10% от общей мощности по электроэнергии.

В 2009 г. ТЭЦ и котельные Дании произвели 31,2 млн. Гкал тепловой энергии. Доля котельных составляет около 20%. Потери на стадии распределения составляют около 20%. На собственные нужды расходуется чуть более 1% тепла.

Структура производства тепла по типам производителей представлена на рис. 26. При этом, начиная с 1990 г., произошли следующие изменения в структуре:

- производство на мини-ТЭЦ выросло более чем в 10 раз и составило 17%;
- выпуск тепла на промышленных ТЭЦ увеличился с 1 до 13%;
- отпуск тепла от котельных сократился с 9,0 до 5,7 млн. Гкал или с 40 до 20%;
- в промышленности соотношение между производством тепла на ТЭЦ и котельных изменилось с 1:15 в 1990 г. до 5:2 в пользу ТЭЦ в 2007;
- производство тепла на крупных ТЭЦ изменилось незначительно, а их доля несколько снизилась.
-

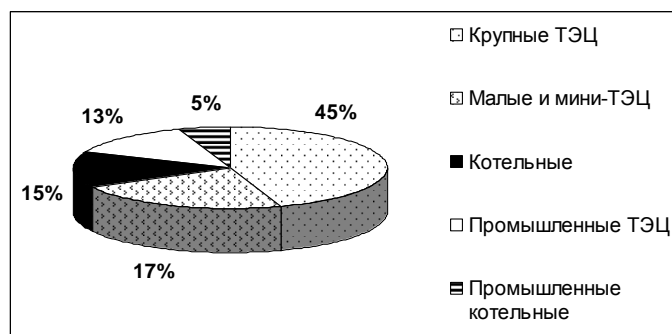


Рис. 26. Структура производства тепла в СЦТ Дании, 2007

В том числе и в результате политики теплофикации изменился и баланс котельно-печного топлива. В 1980 г. 68% тепла вырабатывалось за счет использования нефтепродуктов, 18% – угля и 14% – возобновляемых источников энергии. К началу XXI века 35% централизованного тепла производилось на базе возобновляемого сырья, 28% – газа, 30% – угля и 7% - нефтепродуктов. В 2007 г. доля возобновляемых источников достигла – 47% (в т.ч. биомасса 39%), газа – 26%, угля – 22%, нефтепродуктов – 5%.

Налоговая система Дании в сфере потребления топлива и энергии также стимулирует развитие теплофикации и более широкое использование возобновляемых источников энергии и снижение вредных выбросов. (табл. 17).

Таблица 17

Налоги на топливо и энергию, применяемые в Дании, DDK*/ГДж, 2007

Тип топлива или энергии	Налог на CO2	Налог на производство энергии	Налог на выброс оксида серы	Всего налогов
Использование на транспорте				
Бензин	5-7	140	0	145
Прочие нефтепродукты и сжиженный газ	5-7	140	0	75
Другие цели использования (кроме транспорта)				
Нефтепродукты для других целей	5-7	45-50	0-5	50-65
Твердое топливо (уголь, кокс)	1	55	8	60-70
Дрова и древесные продукты	0	0	0-3	3
Природный газ	5-10	50	0	55-60
Тепло от ТЭЦ и прочих производителей	0	10-30	1	10-30

Тип топлива или энергии	Налог на CO2	Налог на производство энергии	Налог на выброс оксида серы	Всего налогов
Электроэнергия для отопления	25	142	-	167
Электроэнергия	25	160	-	185

* Курс датской кроны (DDK) в 2007 г. был равен 7,5 DDK/Евро.

Правительство Дании планирует развивать ТЭЦ и в будущем. Разработанная Программа 21 (1996 г.) устанавливает цели на период до 2030 г.

Дальнейший ввод мощностей будет только за счет ТЭЦ и мини-ТЭЦ.

Индивидуальное теплоснабжение на газе и электроэнергии будет замещаться централизованным теплом от ТЭЦ.

Постепенно будут выводиться из обращения мощности на угле.

Электроэнергия от возобновляемых источников и отходов промышленного производства в 2003 г. составила 20%. Планируется доведение ее до 80% в 2030 г.

Финляндия. Страна не имеет общенационального законодательства по регулированию сектора централизованного теплоснабжения и не регулирует тарифы на тепло. Также в Финляндии не требуется составлять местные планы теплоснабжения и определять зоны его распространения. Основным принципом является конкуренция между видами отопления, чтобы рынок мог обеспечить баланс спроса и предложения. У потребителя всегда существует выбор между различными способами отопления. Владельцы почти всех новых домов подключаются к СЦТ, что говорит об его конкурентоспособности и высоком качестве обслуживания. Кроме того в Финляндии тарифы на ЦТ ниже, чем в соседних странах.

Централизованное теплоснабжение самая распространенная форма отопления в Финляндии. Это наиболее простой и эффективный способ отопления для густонаселенных территорий. СЦТ развиваются в Финляндии с 50-ых годов XX века. ЦТ доступно почти во всех городах и крупных населенных пунктах. Около 2,6 млн. финнов проживают в домах, отапливаемых от СЦТ. Оно занимает почти половину рынка отопления. В крупных городах доля СЦТ превышает 90%. От СЦТ отапливается почти 95% многоквартирных домов, а также большинство общественных и коммерческих зданий. Около 6% индивидуальных домов также подключены к СЦТ.

Тем не менее, половина зданий отапливается от автономных теплогенераторов на электроэнергии (16% от всех зданий), жидком топливе (15%), дровах (12%) или получают тепло от тепловых насосов (7%) (рис. 27)

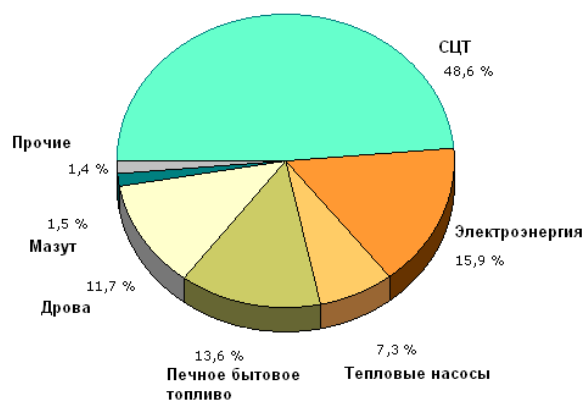


Рис. 27. Структура источников тепла для жилищ, общественных и коммерческих зданий в 2007 г.

Эффективность СЦТ базируется на комбинированной выработке и использовании тепла промышленных процессов, которое в противном случае было бы попросту потеряно. Почти 80% тепла от ТЭЦ производится за счет горючих отходов технологических процессов в промышленности или от сжигания образовавшегося на свалках биогаза. В небольших муниципалитетах эти ресурсы недоступны, поэтому там используются котельные, топливом для которых служат древесина, отходы деревопереработки и другие возобновляемые ресурсы.

По данным МЭА [39] в 2009 г. в Финляндии было произведено почти 44 млн. Гкал тепловой энергии, на что потребовалось около 20% потребляемого в стране топлива. Из них почти 3/4 было произведено на ТЭЦ, остальное – котельными. Доля ТЭЦ в выработке электроэнергии – 35%. Потери в сетях составляют 6,5%, собственные нужды - менее 1%.

Структура потребляемого топлива приведена на рис. 28. Доминируют газ и уголь. Однако торф и древесина занимают 1/3 топливного баланса.

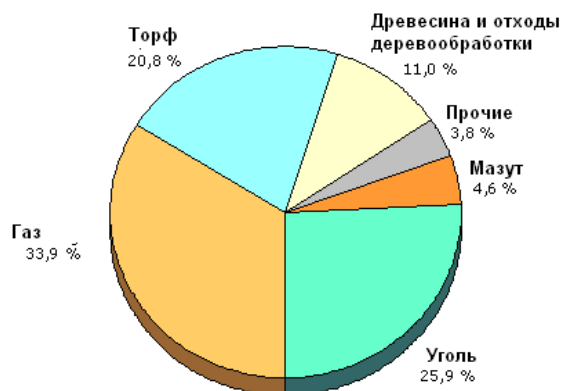


Рис. 28. Структура топлива для производства тепла в СЦТ

Общая протяженность тепловых сетей в Финляндии составляет около 11 тыс. км. Диаметры труб варьируются от 20 мм для труб, применяемых при подключении домов к тепловым сетям, до 1000 мм для труб, подающих тепло от ТЭЦ «Vuosaari». В городах и плотно застроенных населенных пунктах СЦТ охватывает фактически всю их территорию. Ежегодно тепловые сети увеличиваются на 300-500 км. В основном это развитие существующих сетей для подключения новых домов к СЦТ.

Температура воды в тепловых сетях составляет 65-115°C в зависимости от сезона и погодных условий. Наименьшая температура летом, когда тепло нужно только для горячего водоснабжения. Температура возвращаемой обратной воды варьируется от 40 до 60°C. Используемая вода очищена от механических примесей и воздуха, чтобы защитить трубы от коррозии с внутренней стороны. Часто воду подкрашивают в зеленый цвет²⁴, чтобы выявлять утечки. Трубы располагаются под землей на глубине 0,5-1 метр. Для больших труб часто прокладывают траншеи. Трубы оснащены полиуретановой термоизоляцией. В среднем тепловые потери в распределительных сетях менее 10% от передаваемой энергии. Разность в давлении между подающей и обратной трубами меняется в зависимости от погодных условий. Максимальное давление может достигать 1,5 МПа, а минимальное - 60 кПа.

Надежность поставок тепла от СЦТ достигает почти 100%. Тепловые сети в СЦТ обычно разветвленные, и потребитель имеет возможность получать тепло больше чем от одного поставщика. В среднем перерывы в теплоснабжении вследствие повреждений трубопроводов и последующим ремонтом оставляют пострадавшего потребителя без тепла в те-

²⁴ Для этого используют неопасный для здоровья людей и окружающей среды реагент.

чение одного часа в год. Половина этого времени приходится на летний период, т.к. зимой стараются провести быстрый ремонт, а летом отремонтировать капитально. Таким образом, другие причины, в том числе и подключение новых пользователей к СЦТ, прерывают отопление в среднем на 0,5-1 час в год.

Рекомендуемая температура отопления внутри помещения 20-22 °С, а для горячей воды 55 °С. Однако потребитель, заключая договор с теплоснабжающей компанией, волен устанавливать любую температуру, которая будет определять уровень потребления тепловой энергии и, соответственно, затраты на отопление.

В Финляндии проживание в доме, который подключен к СЦТ, комфортно и экономично. Температура внутри помещений остается стабильной, а горячая вода поставляется непрерывно и заданного качества. СЦТ избавляет от необходимости иметь и обслуживать собственное отопительное оборудование. Кроме того, за счет большей эффективности крупных теплогенераторов, используемых в системах централизованного теплоснабжения, и широкого применения комбинированного способа производства тепла и электроэнергии снижается потребление топлива и загрязнение окружающей среды.

Корректное использование СЦТ повышает энергоэффективность. Снижение только на 1 градус температуры в помещении позволяет сэкономить пять процентов тепла. Потребитель, в отличие от России, играет ключевую роль в определении объема потребляемого тепла. Таким образом, счета за отопление выставляются в зависимости от объема потребленного тепла, которое может быть изменено в зависимости от желания потребителя.

Литература

1. Буцуев В.В., Вороний Н.И., Мастепанов А.М. и др. *Энергетическая безопасность России*. Новосибирск: Наука, 1998.
2. Некрасов А.С., Воронина С.А. *Экономические проблемы теплоснабжения России*; Сеннова Е.В., Федяев А.В., Стенников В.А. *Экономические и организационные проблемы теплового хозяйства. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса»*. Заседание 8. М.: ИНИП, 2000.
3. *Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса*. Кн. 1 и 2. Министерство промышленности, науки и технологий Российской Федерации. Глобальный экологический фонд. Программа развития ООН. М., 2002.
4. Кара-Мурза С.Г., Телегин С.Г. *Царь – холод, или почему вымерзает Россия*. М.: Алгоритм, 2003.
5. Стенников В.А. *Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса»*, 72 заседание. М.: ИНИПРАН, 2008.
6. Калатузов В.А. *Совершенствование систем технического водоснабжения с целью снижения ограничения мощности ТЭС // Промышленная энергетика*. 2010. № 2.
7. *Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов (ф. 11-ТЭР)*. М.: Росстат РФ, 2000-2010.
8. *Сведения о работе электростанций, районных котельных РАО «ЕЭС России» (ф. 6-ТП)*. М.: Росстат РФ, 2000-2010.
9. *Сводный отчет о работе отопительных котельных и тепловых сетей по Российской Федерации (ф. 1-ТЕП)*. М.: Росстат РФ, 1997, 2000-2010.

10. Бухтин В.Е. Предварительно изолированные трубопроводы для систем централизованного теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2002. № 3.
11. Шмырев Е.М., Сатанов Л.Д. Некоторые аспекты энергосбережения в системах централизованного теплоснабжения // *Энергетик*. 1998. № 6.
12. РосБизнесКонсалтинг. Минрегион. В России за отопительный сезон 2009-2010 гг. 36 крупных и 18 тыс. мелких аварий. www.rbc.ru/rbcfintnws/20100423113140shtml. 23.04.2010
13. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715р.
14. Российский статистический ежегодник, официальное издание. М., 2011.
15. Басаргин В.Ф. Состояние жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации в 2008-2009 гг. // *Новости теплоснабжения*. 2009. № 4.
16. Байдаков С.Л., Гапо Е.Г., Анохин С.М. ЖКХ России. М., 2004.
17. Пиружева Т.Г., Скловский С.А. Решение задач городского коммунального хозяйства с помощью тепловой инфракрасной азросъемки // *Энергетик*. 2009. № 1.
18. Баиммаков И.А. Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения // *Энергосбережение*. 2010. № 2.
19. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // *Российская газета*, 27 ноября 2009 г. № 226 (5050).
20. Затраты на производство и реализацию продукции. М.: Росстат, Форма 5з за 2006, 2008 гг. Форма №1-предприятие-годовая 2010г: Основные сведения о деятельности организации..
21. Доходы, расходы и потребление домашних хозяйств (по итогам выборочного обследования бюджетов домашних хозяйств). М.: Росстат РФ, 2000-2010.
22. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987.
23. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении".
24. Е.А. Волкова, А.С. Макарова и др. эффективность и перспективы развития теплофикации в современных экономических условиях. М.: ИПП РАН. 2010.
25. <http://www.energia.fi/en/districtheating/districtheating/customers/consumption>
26. Городская Программа "Энергосберегающее домостроение в городе Москве на 2010-2014 гг. и на перспективу до 2020 года", Москва, 2009.
27. Жилищное хозяйство и бытовое обслуживание населения России. Стат. сб. М.: Росстат, 2007.
28. Energy Efficiency in High-Rise Refurbishment. Case Study Series. St. Petersburg, Russia, OECD/EuroACE, 2005 (<http://www.euroace.org/highrise/Case%20Study%20Russia.pdf>)
29. Штейнгауз Е.О. Вопросы энергоснабжения в планировке городов. Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре. М.-Л., 1952, с. 198.
30. Energy Balances of OECD Countries, IEA Statistics.
31. Некрасов А.С., Воронина С.А. Состояние и перспективы теплоснабжения России // *Энергетик*, № 10, 2004.
32. Urban Heating in Russia: Experience from the Transition and Future Directions, USAID, Alliance to Save Energy. Municipal Network for Energy Efficiency, 2005.
33. Майзель И.Л., Петров -Денисов В.Г. Еще раз об экономической и технической целесообразности применения труб пенополиуритановой изоляции для теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*, № 4, 2001.
34. Население России. 2000. Восьмой ежегодный демографический доклад / Под. ред. А.Г. Вишневецкого. М.: Книжный дом "Университет", 2001.
35. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 года // *Проблемы прогнозирования*, № 4, 2007.
36. IEA, World Energy Outlook 2009, November 2009
37. IEA: Energy policies of IEA countries: Denmark, 2002; Energy Policies of IEA Countries – Denmark, 2006; данных Danish Energy Agency (<http://www.ens.dk/en-us/Sider/forSide.aspx>): Energy statistics 2007
38. Energy Policies of IEA Countries – Denmark, 2007, <http://energia.fi/en> u Electricity and district heating in 2002 .
39. Energy balances of non-OECD countries 2001-2002, IEA, Paris: 2004; Статданные по энергобалансам за 2009 г. <http://www.iea.org/stats/index.asp>

ДИСКУССИЯ

Вопросы

В.В. Семикашев, Ю.В. Сияк, председатели

Какие будут вопросы к докладчикам?

А.И. Кузовкин – Институт Макроэкономики

Юрий Владимирович, Вы сказали, что в системе теплоснабжения сложилась ситуация, когда население дотирует остальных потребителей тепла. Вы действительно так считаете?

Ю.В. Сияк – ИПП РАН

Если взглянуть на график роста тарифов на тепловую энергию, то видно, что в период 2000-2010 гг. средний тариф на отопление для населения возрос более чем в 15 раз, по сравнению с 9-кратным ростом средней цены приобретения тепла в России. В результате сегодня мы имеем ситуацию, когда при среднем тарифе 700 руб./Гкал население платит 1300 руб./Гкал. Отсюда следует, что поскольку потребление тепла населением и промышленностью примерно одинаковые и в сумме составляют около 80% потребления тепла в стране, то тарифы для промышленности должны быть существенно ниже среднего тарифа.

В этих условиях я не исключаю, что население, действительно, выступает в роли донора по отношению к промышленности в оплате тепловой энергии. Здесь надо серьезно разбираться с потерями тепла в распределительных сетях, которые в случае с населением могут быть выше, чем для промышленных предприятий. Но нельзя все потери тепла списывать на население.

А.И. Кузовкин

Второй вопрос. Убытки сейчас покрываются дотациями из муниципальных или региональных бюджетов. Ведь теплоснабжающие организации, по сути, не могут быть убыточными. Вы говорите, что для покрытия убытков в системе централизованного теплоснабжения достаточно повысить тарифы в среднем по России на 6%. Но если смотреть отдельно по регионам, то ситуация будет совсем другая. Возьмем Дальний Восток, там дотации составляют 30% и более. Как раз там надо думать, что делать.

Ю.В. Сияк

Я привел наши оценки в целом по России. Это говорит о том, что есть регионы, где подобной ситуации нет. К сожалению, данные по эко-

номике теплоснабжения очень ограничены, поэтому нельзя составить ясное представление о ситуациях в конкретных регионах. Мы можем судить только в целом по России. Приводя эти цифры, я хочу заострить на этом внимание: здесь есть проблема.

Б.И. Кудрин – МЭИ

В нашей стране около 50 тыс. котельных от 3 до 10 Гкал, расположенных в небольших поселениях и городах. Что будет с ними?

Ю.В. Сняк

Я считаю, что должен быть повышен норматив нагрузки, при которой целесообразно переходить на комбинированное теплоснабжение. Если мы возьмем опыт Финляндии, Швеции, Дании, то там мелкие поселения уже снабжаются через централизованные системы, не только с помощью котельных, но и мини-ТЭЦ.

Б.И. Кудрин

То есть Вы считаете, что централизация будет увеличиваться?

Ю.В. Сняк

Естественно, при нормальной эксплуатации и организации систем теплоснабжения она должна расширяться.

Б.И. Кудрин

Ну и второй вопрос. 2 фактора, на которые мне бы хотелось услышать объяснения. Передача котельной из промышленного предприятия в муниципалитет приводит, как правило, к повышению тарифов – это один фактор. И второй – совершенно точно, чем меньше поселение, тем больше жители платят. Что с этим сделать?

Ю.В. Сняк

Вообще говоря, это неочевидно. Почему так происходит, надо разбираться. Почему такие высокие тарифы в тех мелких поселениях? Вполне возможно потому, что резервы в этих системах теплоснабжения слишком высоки. Об этом неоднократно сообщалось, что используется один котел из существующих трех. Действительно, раз в 15 лет, может быть, и нужно использовать 3 котла, но когда котел простаивает, скажем, 10 лет, то ясно, что он уже и не может часто обеспечивать требуемую нагрузку. Мы рассматривали пока эту проблему на макроуровне. Естественно, ее следует изучать индивидуально в каждом конкретном случае. Кроме того, организационные расходы в малых поселениях необоснованно завышены, что отражается в тарифах на тепловую энергию. Нужно конкретно смотреть: решение проблемы для мелких поселений, средних поселений, крупных поселений.

В.П. Басов – ЗАО «АПБЭ»

Каков прогноз динамики доли ТЭЦ в структуре покрытия тепловых нагрузок до 2030-2040 гг?

Ю.В. Сияк

По нашим прогнозам, мы не ожидаем значительного изменения соотношений между ТЭЦ и котельными в перспективе двух-трех десятилетий. Однако, при введении ограничений на выбросы CO₂ вполне вероятно заметный сдвиг в этом соотношении в пользу ТЭЦ.

В.П. Басов

Какие стимулирующие меры можно принять для замещения котельных установками когенерации тепловой и электрической энергии?

Ю.В. Сияк

Например, это может быть надстройка котельных газовыми турбинами. Это следует делать повсеместно там, где по техническим условиям такая реконструкция возможна.

В.П. Басов

А что нужно делать для развития централизованного теплоснабжения?

Ю.В. Сияк

Прежде всего, надо, чтобы потребитель был заинтересован в покупке тепла от централизованной системы, а не устанавливал свои собственные тепловые генераторы. До сих пор, главным фактором эффективности централизованного энергоснабжения являлась себестоимость электроэнергии и сокращение расхода топлива для электрогенерации. Поэтому сегодня оказалось так, что в угоду снижению издержек на производство электроэнергии, приходится завышать затраты на генерирование тепла. А это приводит к росту тарифов на тепловую энергию от централизованных источников и, как следствие, к сокращению интереса потребителей тепла к централизованному теплоснабжению.

В.П. Басов

Возможно ли этого добиться за счет сокращения транспортной составляющей в тарифах на тепло?

Ю.В. Сияк

Это возможно только при конкуренции поставщиков тепла. А это вряд ли возможно для теплоснабжения. Ведь транспорт тепла – это естественная монополия. Поэтому в централизованной системе трудно себе представить, что это могут существовать 2 или 3 организации, поставляю-

щие тепло одному потребителю. В конечном итоге неизбежно одна поглотит другую, и восстановится ситуация естественного монополиста.

Л.С. Смирнова – НИЦ «Курчатовский Институт»

У меня два вопроса. Не является ли проблема теплоснабжения региональной? То есть контроль должен производиться не на государственном уровне. Осуществление инвестиционных программ, принятие решений, когенерация, децентрализация – может эти вопросы носить более региональный характер?

Ю.В. Сняк

Я совершенно с Вами согласен. Мы не говорили, что должна быть только одна управляющая государственная организация. Она должна только координировать работу централизованной системы теплоснабжения в стране. В своем докладе я остановился только на части предложений о создании подобной организации. Естественно, должно существовать разграничение функций, полномочий и ответственности между федеральными, региональными и муниципальными органами.

Л.С. Смирнова

Но так сейчас, похоже, и происходит. Все эти функции уже, наверно, принадлежат местным муниципальным органам?

Ю.В. Сняк

Да, но над ними еще должен быть государственный координатор. Эти функции должно взять на себя министерство энергетики.

Л.С. Смирнова

И второй вопрос: не проводили ли вы анализ, в какой мере население потребляет электроэнергию для обогрева? И в этой же связи, как обстоят дела с энергоэффективными зданиями? Ведь на охлаждение и на обогрев тратят электроэнергию.

В.В. Семикашев

Насколько нам известно, примерно 0,5 % населения имеют электрические обогревающие приборы и ими регулярно пользуются. Какова доля электроэнергии, используемой для обогрева оценить очень сложно. Насчет зданий. Сейчас в рамках работ по энергоэффективности вводят энергопаспорта зданий. До сих пор в российских СНиПах в качестве критерия энергоэффективности здания рассматривается показатель удельного теплопотребления. Однако есть специалисты, например из НП АВОК, которые разработали комплексный показатель энергоэффективности, учитывающий уровень как тепло-, так и электропотребле-

ния, включая отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, расход электроэнергии на общедомовые нужды: кондиционирование, освещение, эксплуатация инженерного оборудования. Такие работы ведутся и, вероятно, в ближайшее время будут представлены результаты и предложения по комплексной оценке энергоэффективности зданий.

В.С. Пузаков – журнал «Новости теплоснабжения»

Юрий Владимирович, к Вам вопрос. Вы сказали в докладе, что источники убытков в 80% случаев находятся в мелких котельных и распределительных сетях. Можете объяснить, правильно ли я Вас понимаю, что это происходит за счет простаивающих мощностей?

Ю.В. Сияк

В том числе и по этой причине. В котельных это происходит потому, что стоимость распределения тепла рассчитывается на объем спроса в самые холодные периоды. Очевидно, что в более теплые периоды появляются простаивающие мощности, которые увеличивают фиксированную часть издержек, что приводит к росту тарифов. Необходимо провести тщательную ревизию использования мощностей теплогенераторов с возможным их сокращением.

В.С. Пузаков

Не очень понятно насчет распределения тепла. Что вы имеете в виду?

Ю.В. Сияк

Здесь главное – это потери. Росстат исходит из нормативных потерь в 7-8%, а на самом деле потери в сетях значительно выше. Все это – дополнительные затраты распределительной системы, которые оплачивает потребитель.

В.С. Пузаков

Вот Вы говорите об источниках убытков и в то же время оцениваете тепловой рынок достаточно солидной величиной около 1 трлн. руб. Или в данном случае что-то другое имеете в виду?

Ю.В. Сияк

Я оцениваю стоимость рынка тепла величиной около 1 трлн. руб. путем перемножения величины отпущенной тепловой энергии на средний тариф на тепло. В 2010 г. он был равен 700 рублей за Гкал. С другой стороны, государство вынуждено субсидировать этот рынок в размере около 54 млрд. руб., что составляет примерно 6% от стоимости рынка.

В.С. Пузаков

Спасибо. И второй вопрос. Вы сказали о том, что к 2040 г., если не ошибаюсь, доля тепловых насосов может составить около 15%. Вы сказали и о других источниках энергии: солнечной энергии, например. А Вы рассматривали возможность перевода существующих котельных, использующих природные виды топлива на местные энергоресурсы, в частности торф?

Ю.В. Сняк

В этих базовых расчетах, есть такая категория, как твердое топливо, в котором 98% приходится на уголь. При детальном рассмотрении отдельных районов, конечно, нужно учитывать и локальные ресурсы, хотя их доля в России будет все же невелика.

В.С. Пузаков

Как вычислялась доля тепловых насосов? С учетом территориальных особенностей, с учетом климата?

Ю.В. Сняк

В зависимости от цен на топливо и электроэнергию и, конечно, с учетом усредненных климатических и других особенностей макрорегионов: Европейская часть, Урал и Западная Сибирь, Дальний Восток и Восточная Сибирь. В модели ТЭК страны рассмотрение вопросов применения отдельных технологий получения и использования энергоносителей носит, конечно, укрупненный характер. Поэтому для отдельных технологий нами разработаны более подробные модели, которые позволяют оценить параметры этих технологий при их использовании в различных регионах страны и для различных категорий потребителей. В частности, такая модель существует и для теплонасосных систем отопления.

В.С. Пузаков

Валерий Валерьевич, к Вам один уточняющий вопрос. Как оценивается тепловой комфорт в помещении?

В.В. Семикашев

Путем анкетирования жителей. Задавалось 5-6 вопросов: «Испытываете ли Вы холод?», «Есть ли влажность в помещении?», «Есть ли перебои с теплом, горячей водой?»

В.С. Пузаков

То есть исключаются индивидуальные особенности анкетлируемых?

В.В. Семикашев

Да, учитываются только объективные факторы.

В.А. Сальников – ИНП РАН

Вопрос о потере тепла. Учитывали ли Вы как-то «перетоп» как потерю? Или как фактор, влияющий на тепловой комфорт населения?

Ю.В. Сняк

В нашей модели мы исходим из того, что существуют некие нормативы теплотребления. Но в реальной жизни «перетопы» могут иметь место в связи с неправильной организацией и управлением теплоснабжения. Они сказываются отрицательно на социальных настроениях людей. К сожалению, большинство современных зданий до сих пор не приспособлены к индивидуальному регулированию температуры в помещениях.

В.В. Семикашев

Я бы хотел добавить. В тех данных, что я использовал, просто нет такой опции. Иначе, я думаю, были бы те, кто указал на тепловой дискомфорт. Еще с точки зрения «перетопов»: есть известный факт, озвученный Гашо, в том числе А.С. Некрасов очень любил на него ссылаться. Он говорит о том, что зданию нужна одна условная единица тепла, поставляют 1,5 единицы, а оплачиваются 3. Это фактор доминирования монополиста-производителя. Предлагаемая нами мера по совершенствованию системы централизованного теплоснабжения должна исправить эту ненормальную практику.

О.М. Мамедов – ВИНТИ РАН

Юрий Владимирович, Вы говорили об увеличении тарифов на 6%, чтобы исключить субсидирование на оплату тепловой энергии. Как потребители тепла, никто из нас не желает этого. Интересно было бы узнать, как это можно компенсировать? Какая спираль инфляции может последовать за этим, и как это связано с налоговыми поступлениями?

Ю.В. Сняк

Подобное увеличение тарифов может вызвать разовый всплеск инфляции, однако это может обеспечить баланс доходов и расходов внутри отрасли и в дальнейшем этот всплеск будет нивелирован. Тогда не будет возникать вопросов о перекрестном субсидировании. Компенсировать влияние этого фактора можно несколькими способами: или снижением налогов, или увеличением доходов населения. Но для этого нужен специальный расчет, учитывающий то, что эти доходы пойдут именно на оплату тепловой энергии. Вообще здесь еще нужно думать. Но мне представляется, что величина субсидирования в размере 6% не является критической.

Выступления

Ю.В. Синяк, председатель

Есть еще вопросы? Вопросов больше нет.
Кто хотел бы выступить?

В.С. Пузаков – журнал «Новости теплоснабжения»

Хочется сделать несколько комментариев к услышанному.

Сегодня говорили о высоком износе тепловых сетей в стране. Да, это действительно так, и большинство теплоснабжающих организаций в России вынуждено заниматься просто «латанием дыр». Комплексные программы по реконструкции своих городских систем теплоснабжения реализовало всего несколько организаций, одна из них находится в ближайшем Подмосковье в городе Мытищи – ОАО «Мытищинская теплосеть», которая за счет кредитных средств Мирового банка реконструкции и развития провела комплексную модернизацию системы теплоснабжения, что дало им хороший толчок в дальнейшем развитии. Сегодня это предприятие без проблем берет кредитные средства под очень низкие проценты. Именно предоставление кредита под низкие проценты играют важную роль, потому что в ряде случаев банки открыты для сотрудничества, они готовы предоставить кредитные средства, но под достаточно высокие проценты. Например, сейчас активно «пиарится» частно-государственное партнерство, в частности, под эгидой «Внешэкономбанка» (Центр ГЧП Внешэкономбанка). По их заявлениям, они достаточно успешно работали в сфере водоснабжения и в 2009 г. пришли в сферу теплоснабжения, начав реализацию подобного проекта в Свердловской области. Что в итоге привело к следующему. Был выделен первый транш средств, отправлен в регион. Естественно, с учетом работы банковских специалистов по оформлению документации и т.д. После этого по неизвестным причинам договор был расторгнут, первый транш возвращен регионом в полном объеме плюс те проценты, которые успели набежать за несколько месяцев. В итоге, Свердловская область понесла убытки, а банк оказался «в плюсе». К сожалению, таковы сегодняшние реалии.

Что касается обновления теплосетей, то в советское время была необходимость в кратчайшие сроки сформировать системы теплоснабжения городов. По сегодняшней ситуации с энергетическим аудитом предприятий видно, что магистральные наружные тепловые сети, которые были проложены в 50-60-е гг. прошлого века до сих пор эксплуатируются, обязательно проходя экспертизу Ростехнадзора на продление остаточного ресурса. Сегодня, к сожалению, много проблем возникает на достаточно новых трубопроводах, проложенных не так давно, а кон-

кредно при использовании новых технологий: в первую очередь, труб в пенополиуретановой (ППУ) изоляции, которые в последние годы применяются все чаще и чаще. Технология пришла с запада, там себя хорошо зарекомендовала, но в российских условиях с учетом нашей российской действительности, к сожалению, все оказалось не так гладко. В Европе работает не более 10 поставщиков данной продукции, у нас на сегодняшний день – около 120 производителей! Качество продукции большинства из них, честно говоря, оставляет желать лучшего, т.к. она производится порой кустарным способом. К чему это приводит? Например, город Тюмень полностью отказался от использования данной технологии, потому что в первый отопительный сезон после массовых переключений и перехода на, казалось бы, новую технологию прокладки труб в ППУ изоляции стали происходить массовые порывы на этих сетях, которые измерялись десятками и сотнями штук за отопительный сезон. Некоммерческое партнерство «Российское теплоснабжение», официальным печатным органом которого является наш журнал «Новости теплоснабжения», понимая эту проблему, разработало ряд стандартов организаций в рамках развития системы качества в сфере теплоснабжения, которая, в частности, включает в себя стандарты на полный жизненный цикл трубопроводов тепловых сетей в ППУ изоляции: производство, проведение торгов, проведение строительно-монтажных работ и эксплуатация трубопроводов. Каждый участник этой цепочки несет ответственность. Система добровольная, но ее требования жестче, чем действующие сегодня нормативно-правовые документы в этой сфере. На сегодняшний день в ней активно участвуют те не многие производители труб в ППУ изоляции, которые действительно отвечают современным мировым требованиям качества продукции.

Что касается вопроса развития комбинированной выработки тепло- и электроэнергии, то в последнее время приходится слышать от генерирующих компаний, а непосредственно от ОАО «ТГК-14» (Республика Бурятия), у них несколько угольных ТЭЦ, покрывающих только отопительную тепловую нагрузку, промышленной нагрузки нет. В августе 2011 г. директор по сбыту предприятия заявил, что они думают об уходе с рынка электроэнергии и хотят перевести ТЭЦ в режим работы котельных, т.к. им не выгодно работать, их угольные станции оказываются не конкурентно способными на рынке электроэнергии, и они терпят убытки, поэтому им легче работать в режиме котельных.

Если говорить о «противостоянии» между централизованным и децентрализованным теплоснабжением, то хочется верить, что с принятием Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», которым в частности предусматривается разработка схем теплоснабжения городов к концу 2011 г., эта борьба закончится. Все прекрасно понимают суть этого документа, суть схемы теплоснабжения – это

максимальная загрузка наиболее экономичных источников тепла, расположенных на территории города (региона). Поэтому вопрос перераспределения нагрузок между централизованными и децентрализованными источниками, по идее, в городах должен отпасть сам собой. Но для разработки таких схем теплоснабжения городов нужен подзаконный акт к ФЗ «О теплоснабжении» (всего предусмотрено принятие свыше 30 нормативно-правовых актов к закону «О теплоснабжении»). Подзаконный акт, касающийся требований к схемам теплоснабжения, достаточно давно лежит в Правительстве РФ, но до сих пор не утвержден. Поэтому сегодня во многих городах схемы теплоснабжения утверждаются чисто формально без какой-либо комплексной проработки данного документа.

Сегодня говорили о высоких тарифах на тепловую энергию от централизованных источников теплоснабжения, но хочется привести несколько примеров по внедрению децентрализованных источников тепла.

Город Липецк, новостройка – девятиэтажный дом на 120 квартир. Застройщик было принято решение о строительстве индивидуальной газовой котельной установленной мощностью более 1,7 Гкал/ч для теплообеспечения нового дома, хотя имелась возможность подключения дома к действующей централизованной системе теплоснабжения. Причем стоимость строительства котельной была сравнима со стоимостью подключения к тепловым сетям системы централизованного теплоснабжения. Построили котельную, но при этом не учли затраты на ее эксплуатацию (котельная не автоматизирована), соответственно стоимость тепловой энергии сразу взлетела. В итоге это привело к тому, что тариф на тепловую энергию для жильцов этого нового дома был в 2 раза выше, чем для соседних потребителей централизованной системы теплоснабжения (т.к. котельная была построена в зоне действия системы централизованного теплоснабжения). В результате администрация города было принято решение о передаче этой котельной «Липецкой городской энергетической компании», что позволило при начислении коммунальных платежей для жителей этого нового дома использовать тариф теплоснабжающей компании на отпуск тепловой энергии, который в 2 раза ниже по сравнению с тарифом от котельной. А теплоснабжающая организация, обслуживая эту котельную, вынуждена терпеть убытки и покрывать их за собственный счет.

Второй пример – Приморский край. Поднимался вопрос об электроотоплении. К сожалению, случаи стали носить массовый характер, и действительно многие жилые дома (чаще всего это двух-, трехэтажные дома) переходят на электроотопление. Один из таких домов был переведен на электроотопление в Приморском крае. Соответственно общественные помещения перестали отапливаться полностью. С приходом морозов были заморожены все внутренние инженерные коммуникации водоснабжения и водоотведения. Последствия понятны.

Децентрализованные источники тепла могут быть эффективны в случае значительной удаленности объекта от централизованной системы теплоснабжения при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Теперь о взаимоотношениях между ресурсоснабжающей организацией и потребителями. Нельзя забывать, что между ресурсоснабжающей организацией и потребителями чаще всего есть управляющая компания. Хотя, новое Постановление о предоставлении коммунальных услуг законодательно закрепило и прямые расчеты между ресурсоснабжающей организацией и потребителями, но в большинстве своем потребителям приходится расплачиваться с управляющей компанией, которая, в свою очередь, расплачивается с ресурсоснабжающей организацией. К чему это привело? По стране с принятием Жилищного кодекса в 2003 г. в массовом порядке стали образовываться управляющие компании с уставным капиталом 10 тыс. руб. и с численностью персонала 2-3 чел. То есть такая управляющая компания собирает средства с потребителей за оказанные жилищно-коммунальные услуги и через какое время банкротится, не неся никакой ответственности, хотя сейчас это все прописывается, но в ряде регионов такие управляющие компании с одними и теми же директорами появляются из года в год. То есть ресурсоснабжающая организация несет убытки, т.к. не получает оплаты от таких управляющих компаний за поставленный ресурс, а управляющая компания собирает плату с населения и исчезает.

По состоянию на 1 августа 2011 г. дебиторская задолженность потребителей перед ресурсоснабжающими организациями составляла более 130 млрд. руб. При этом результаты проведенных аналитических исследований показали, что по стране более 90% всех потребителей платит исправно за поставленный ресурс. Это еще один вопрос к управляющим компаниям.

В заключение хочется прокомментировать ситуацию о создании единого управляющего федерального органа в сфере теплоснабжения. В этой связи хочется вернуться к закону «О теплоснабжении». Закон был принят 27 июля 2010 г., которым, в частности, предусматривался выбор и определение такого федерального органа, т.е. в первую очередь должны были быть четко распределены полномочия. Появилось два претендента: Минэнерго России и Минрегион России. Постановление должно было быть принято в течение 2-3 месяцев после выхода закона, но приняли его только 20 октября 2011 г. примерно со следующей формулировкой: за те города, численность которых превышает 500 тыс. чел., отвечает Минэнерго (в частности, за утверждение схем теплоснабжения и т.д.); за остальные города – Минрегион. То есть сегодня единого органа у нас, к сожалению, нет, и не будет.

Спасибо!

А.И. Кузовкин – Институт Макроэкономики

Я хотел только привести один пример.

В сентябре я общался с сотрудниками «Мосэнерго», и они мне сказали, что за последние 10 лет доля комбинированной выработки у них снизилась примерно на 10% за счет увеличения загрузки районных котельных Москвы. Но тепловая энергия районных котельных значительно дороже, чем от ТЭЦ при комбинированной выработке с электроэнергией. В результате получается, что на ТЭЦ растет тариф на электроэнергию, потому что увеличивается конденсационная выработка и растет тариф на тепловую энергию для жителей и промышленности Москвы. Это происходит из-за того, что в нашем законодательстве существуют серьезные недоработки, и положение нужно исправлять, то есть обеспечивать железный приоритет работы ТЭЦ в комбинированном режиме. Тогда можно будет переломить ситуацию. А сейчас «Мосэнерго» опасается, что когда теплосетевую компанию (ОАО «МТК») передадут в объединенную тепловую компанию Москвы (ОАО «МОЭК»), владеющую всеми котельными, она станет монополистом не только по производству, но и по передаче тепла, и будет в первую очередь загружать котельные и минимизировать загрузку ТЭЦ. Это парадокс, когда одновременно растут и тарифы на электроэнергию, и на тепло из-за таких непродуманных решений, и законодательно нужно решать эту проблему. И не только в Москве, но и во многих других городах.

Спасибо!

Ю.В. Сияк

Есть желающие еще выступить? Нет.

Следующее заседание 31 января 2012 г.

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 4,5 п.л.
Тираж 100 экз.