
УДК 662.6:338.45

ББК 65.305.142

Д 64

М.М. Долгиев

Аспирант кафедры экономики и управления Адыгейского государственного университета, г. Майкоп. Тел.: (8772) 593 953, e-mail: murat_ool@rambler.ru.

Проблемы и перспективы развития тепловой энергетики в современных условиях

(Рецензирована)

Аннотация. В работе рассматриваются проблемы развития тепловой энергетики страны, важнейшей из которых является высокая степень изношенности основного оборудования, приводящая к снижению его эффективности, повышенному риску техногенных катастроф. Большое внимание уделяется кубанской теплоэнергосистеме, рассматриваются основные мероприятия стратегии ее развития до 2020 года. Обеспечение эффективности функционирования теплоэнергетического комплекса рассматривается на примере деятельности «Армавиртеплоэнерго».

Ключевые слова: тепловая энергетика, износ оборудования, стратегия развития топливно-энергетического комплекса, финансовое обеспечение городского теплового хозяйства.

M.M. Dolgiev

Post-graduate student of Economy and Management Department of Economic Faculty, Adyge State University, Maikop. Ph.: (8772) 593 953, e-mail: murat_ool@rambler.ru.

Problems and prospects of development of heat power industry in modern conditions

Abstract. This work examines problems related to development of heat power industry in the country. One of them is high degree of a deterioration of the capital equipment, leading to decreasing efficiency and to increasing risk of technogenic accidents. Great attention is given to the Kuban heat power system. Basic actions of its development strategy till 2020 are considered. Ensuring efficiency of functioning of the heat power complex is considered using an example of activity of “the Armavirteploenergo”.

Keywords: heat power industry, deterioration of the equipment, strategy of development of a fuel and energy complex, financial maintenance of a city heat economy.

Экономический рост в современных условиях невозможен без дальнейшего развития электроэнергетической базы. Вполне очевидно, что основой такого развития ещё длительное время будет тепловая энергетика, которая также тесно связана с теплоснабжением населения и промышленных объектов, что предопределяет насущную необходимость её дальнейшего развития.

Социально-экономическая значимость тепловой энергетики в масштабах страны определяется преобладающим потреблением тепла на отопление

и горячее водоснабжение жилищ и социально-бытовые нужды населения. Особенно сильно значение тепла проявляется в холодное время года, когда от обеспечения теплом по существу зависит жизнедеятельность страны.

В системах централизованного теплоснабжения ежегодно отпускается около 1410 млн. Гкал тепловой энергии при годовых колебаниях в размере 2,5–5% средней величины. При этом важнейшими источниками тепла являются котельные (56%). Вторую группу теплоснабжающих установок состав-

ляют электростанции (43%). Среди них основными являются теплоэлектростанции (ТЭС) и КЭС, у которых турбинное оборудование имеет регулируемые и нерегулируемые отборы тепла (34%) [1].

Общая протяженность тепловых сетей в течение 2000-х гг. постоянно снижалась, в результате чего примерно на 5% возрос отпуск тепла, приходя-

щегося на 1 км теплотрасс. Следствием высокого износа и ветхости тепловых сетей, отсутствия у большей их части современной теплоизоляции стали крайне высокие потери тепла, которые превышают 24% [2]. Сверхнормативные потери тепловой энергии составляют 630–710 млн. Гкал, а топлива — 170–190 млн. т.у.т. в год. Их структуру иллюстрирует таблица 1.

Таблица 1

Оценка ежегодных потерь в теплоэнергетике РФ [3]

Источники и причины потерь	Потери тепла		Потери топлива	
	млн. Гкал/г.	%	млн. т.у.т.	%
Централизованные источники тепла (ТЭС и крупные котельные)	—	—	35-40	9,2-11,3
Системы транспортировки, распределения и потребления тепла	370-420	17,5-20,0	65-70	17,1-19,5
Итого по централизованным системам	370-420	17,5-20,0	100-110	26,3-30,8
Низкий технический уровень мелких котельных	—	—	18-22	4,8-6,0
Неудовлетворительные теплотехнические характеристики зданий	260-290	12,5-14	52-58	13,7-15,3
Всего	630-710	30,0-34,0	170-190	44,8-52,1

Основные мощности ТЭС вводились в 50–60-е годы прошлого века. За последние 20 лет было введено всего 16,2% отраслевой мощности. Если в 60-е годы вводилось 6–7 ГВт мощностей, то в 2009 году был введен всего 1 ГВт, в 2010 году — 3 ГВт.

Наиболее изношено (до 80%) оборудование ТЭС, а 50% этого оборудования отработало проектный ресурс дважды [4]. Использование изношенного оборудования увеличивает длительность ремонтов и затраты на них на 20–30%, а эксплуатация устаревшего оборудования теплоэлектростанций (ТЭС) приводит к перерасходу топлива и дополнительным убыткам до 3 млрд. долларов в год [5].

Высокая степень изношенности основного оборудования ТЭС приводит к снижению его эффективности: КПД ТЭС в России составляет 36,6%, а в развитых странах — 39-41,5%, технические параметры пара российских

ТЭС, включая давление и температуру, также уступают аналогичным показателям в мире. На фоне высокого износа оборудования растет энергопотребление, следовательно, увеличивается нагрузка, что приводит к росту аварийных ситуаций, риску возникновения техногенных катастроф. Так, в 2010 году рост аварий на ТЭС России составил 13% по сравнению с предыдущим годом [6].

При этом система теплоснабжения сегодня представлена в виде разрозненных звеньев, не имеющих, в отличие от других отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК), единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики. В этой связи основные усилия по поддержанию стабильного функционирования предприятий тепловой энергетики ложатся на плечи органов управления регионального и муниципального уровней.

История создания кубанской теплоэнергосистемы восходит к 1944 году, когда на базе электростанций и электрических сетей городов Краснодара и Новороссийска было создано краснодарское районное управление «Краснодарэнерго», которое в 1993 г. в результате приватизации было преобразовано в открытое акционерное общество «Кубаньэнерго».

В 2006 году в результате реорганизации ОАО «Кубаньэнерго» из него выделились открытые акционерные общества:

1) «Кубанская генерирующая компания», в уставный капитал которого вошли генерирующие мощности Общества (Краснодарская ТЭЦ и малые гидроэлектростанции);

2) «Кубанские магистральные сети», уставный капитал которого сформирован электросетевыми объектами, относящимися к Единой национальной электрической сети;

3) «Кубанская энергосбытовая компания» с функциями гарантирующего поставщика, а также покупки энергии на оптовом рынке и поставки ее конечным потребителям.

Основные генерирующие мощности края, входившие в состав «Кубаньэнерго», впоследствии вошли в состав ОАО «ЮГК ТГК-6». Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания — ТГК-8» было учреждено ОАО РАО «ЕЭС России» и зарегистрировано 22 марта 2005 г. в Астрахани. Размер уставного капитала ОАО «ЮГК ТГК-8» составил 10 млн. руб. С 1 июля 2005 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» начало свою операционную деятельность на базе аренды генерирующих активов 5 региональных генерирующих компаний Южного федерального округа: ОАО «РГК» (г. Ростов-на-Дону), ОАО «Астраханская региональная генерирующая компания», ОАО «ГК «Волжская», ОАО «Ставропольская теплогенерирующая компания» и ОАО «Дагестанская тепловая генерирующая компания». Впоследствии ОАО «ЮГК ТГК-8» также были переданы генерирующие активы ОАО «Кубаньэнерго», а затем, после реорганизации ОАО «Кубаньэнер-

го», — ОАО «Кубанская генерирующая компания».

Горизонтальное объединение генерирующих мощностей в составе ТГК было направлено на получение эффектов интеграции, экономии общих затрат, диверсификацию спроса на тепловую и электрическую энергию, большую привлекательность для инвесторов, повышение финансовой устойчивости и снижение рисков переходного периода, повышение гибкости работы в условиях конкурентного рынка.

ОАО «ЮГК ТГК-8» — крупнейшая энергогенерирующая компания Юга России. Объем установленной электрической мощности ТГК-8 составляет порядка 3,6 тыс. МВт, или порядка 27% от всей установленной мощности региона. Доля ТГК-8 на региональном рынке тепла варьируется от 30% до 97%. Компания также является основным поставщиком тепла в крупнейшие города Юга России: ее доля на рынке тепла Астрахани составляет 65%, Волгограда — 30%, Махачкалы — 34%, Ростова-на-Дону — 36%, Краснодара — 33%. В настоящий момент в состав ТГК-8 входит 14 ТЭЦ, 2 ГРЭС, 4 ГЭС, 54 котельных, суммарная установленная мощность которых составляет 13 433 Гкал/ч. Активы компании разделены по региональному признаку на 7 филиалов. Средний удельный расход топлива по ОАО «ЮГК ТГК-8» составляет 336 т.у.т./кВт, что ниже среднего удельного расхода топлива по конкурентным генерирующим компаниям.

На сегодняшний день в Краснодарском крае находятся в работе Краснодарская ТЭЦ, установленная мощность которой составляет 838 МВт, Краснополянская ГЭС мощностью 28,9 МВт и Белореченская ГЭС мощностью 48 МВт, а также 32 независимых источника электрической энергии общей мощностью 246,5 МВт. Таким образом, общая установленная мощность всех генерирующих источников региона составляет 1170,8 МВт. Присоединенная мощность электроустановок потребителей — около 2700 МВт.

На территории края осуществляют деятельность по централизованному

теплоснабжению населения и объектов социальной сферы 59 предприятий, 42 из которых являются специализированными теплоснабжающими предприятиями. Теплоснабжение жилого сектора и объектов социальной сферы обеспечивают 2725 котельных и 3133 км тепловых сетей, из которых специализированными теплоснабжающими предприятиями эксплуатируются 1381 котельных и 2769 км тепловых сетей. Общий уровень газификации котельных составляет 69%, а в отношении котельных теплоснабжающих организаций данный показатель составляет 88%.

Абсолютное большинство котельных и тепловых сетей, эксплуатируемых теплоснабжающими предприятиями, находятся в муниципальной собственности и переданы этим предприятиям в хозяйственное ведение или аренду. При этом уровень износа котельных составил 62%, тепловых сетей — 68%. Средний коэффициент полезного действия котельных специализированных теплоснабжающих предприятий края составляет 60%.

Установленная мощность котельных теплоснабжающих предприятий составляет 4894 Гкал/час, присоединённая нагрузка — 2741 Гкал/час. Уровень загрузки котельных составляет 56%, что свидетельствует о наличии резервов тепловой мощности, позволяющих присоединять вновь построенные объекты к централизованным системам теплоснабжения.

Для Краснодарского края модернизация теплоэнергетики имеет стратегическое значение. Мониторинг котельного оборудования и теплосетей показывает, что эксплуатация действующего в настоящее время устаревшего и физически изношенного оборудования приводит к перерасходу энергоресурсов на 30%.

Кроме того, эксплуатация устаревших объектов может привести к возникновению аварийных ситуаций. Крайне необходимы не только системная модернизация и реконструкция объектов теплоснабжения городских и сельских поселений, но и реформирование системы управления теплоэнергетикой в целом.

Стратегии инвестиционного развития отраслей Краснодарского края предусматривают рост теплопотребления к 2020 году на 20–25%. В этой связи была разработана стратегия развития топливно-энергетического комплекса Краснодарского края на 2008–2020 годы, в которой перспективы развития тепловой энергетики края связаны с реализацией следующих важнейших мероприятий:

1) реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения муниципальных образований;

2) снижения удельных затрат на производство тепловой энергии и использования топливно-энергетических ресурсов за счет рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь;

3) перевода котельных, работающих на жидком и твердом топливе, на природный газ;

4) перевода ряда потребителей на автономное теплоснабжение;

5) вовлечения в процесс производства тепловой энергии возобновляемых источников энергии;

6) полного и надежного обеспечения населения и экономики края тепловой энергией по доступным и вместе с тем стимулирующего энергосбережения ценам;

7) повышения финансовой устойчивости и эффективности использования потенциала теплоэнергетической отрасли;

8) минимизацией техногенного воздействия теплоэнергетики на окружающую среду;

9) создания условий для привлечения инвестиций в тепловую энергетику.

В результате реализации указанных мероприятий сохранится резерв тепловых мощностей по муниципальным образованиям Краснодарского края порядка 30%, что дополнительно увеличит надежность обеспечения тепловой энергией потребителей. В этой связи важнейшей проблемой становится обеспечение эффективности функционирования теплоэнергетического комплекса на муниципальном уровне.

Данную ситуацию рассмотрим на примере Армавира, представляющего собой достаточно развитый промышленный центр, который является крупным потребителем энергетических ресурсов всех видов. При этом снабжение потребителей тепловой энергией осуществляют Армавирская ТЭЦ и 57 котельных, 51 из которых находится в муниципальной собственности. Потребность города в теплоэнергии составляет 240 тыс. Гкал в год, из них 190 тыс. Гкал — потребление жилищно-коммунального сектора.

Следует отметить, что старение энергетического оборудования происходит быстрее, чем его восстановление. К настоящему моменту износ оборудования ТЭЦ и тепловых сетей приближается к уровню 70%. Требуется срочная замена 41 км тепловых сетей. Объемы капитальных ремонтов недостаточны, сроки ремонтов превышают нормативные в 2–3 раза ввиду

отсутствия необходимых для этого средств.

Основными видами деятельности ООО «Армавиртеплоэнерго», отвечающего за процесс теплоснабжения в городе, являются производство, передача и распределение тепловой энергии с использованием паровых и водогрейных котлов; производство, передача и распределение электроэнергии; эксплуатация газового хозяйства. В 2010 году компания получила во временное владение и пользование основные производственные средства Муниципального предприятия г. Армавира «Тепловые сети», которое владело на праве хозяйственного ведения сетями теплоснабжения, водоснабжения на территории г. Армавира, фактически занимая доминирующее положение на рынках оказания услуг по теплоснабжению, водоснабжению в границах соответствующих сетей, что иллюстрируют результаты его деятельности, представленные в таблице 2.

Таблица 2

**Основные показатели функционирования
МП «Тепловые сети» в 2010 году**

Установленная тепловая мощность (Гкал/ч)	174,38
Присоединенная нагрузка (Гкал/ч)	154,05
Объем вырабатываемой тепловой энергии (Гкал)	224118,73
Объем покупаемой тепловой энергии (Гкал)	109276,49
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям (Гкал)	254932,77
Потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (%)	22,70%
Протяженность трубопроводов тепловых сетей в двухтрубном исчислении (км), в том числе	98,7
трубопроводы отопления	84,2
трубопроводы ГВС	13,8
паропроводы и конденсатопроводы	0,7
Количество котельных (штук)	51
Количество центральных тепловых пунктов (штук)	10
Среднесписочная численность (человек)	565,3
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у.т./ Гкал);	182,1
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс. кВт·ч/Гкал)	33,4
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (куб. м/Гкал).	1,8

В результате совершения указанной сделки ООО «Армавиртеплоэнерго» фактически займет доминирующее положение на рынках оказания услуг

по теплоснабжению, водоснабжению в границах соответствующих сетей.

У предприятия есть слабые стороны, которые необходимо будет усили-

вать как за счет уже имеющегося потенциала, так и путем привлечения дополнительных источников финансирования. Основными слабыми сторонами ООО «Армавиртеплоэнерго» являются:

1) нехватка собственных оборотных средств;

2) ограниченность перспектив развития рамками города;

3) неразвитость системы стратегического планирования;

4) изношенность оборудования и коммуникаций.

Указанные явления нельзя считать ситуационно независимыми друг от друга. При этом явление (2) является фатальным для основной профильной деятельности и может быть преодолено только в рамках возможной диверсификации бизнеса. Явление (3) преодолимо естественным эволюционным путем по мере усовершенствования институционального статуса предприятия.

Наиболее болезненно на деятельности ООО «Армавиртеплоэнерго» сказываются, на наш взгляд, явления (1) и (4). Однако явление (4) напрямую зависит от явления (1): по мере снятия остроты дефицита оборотных средств появляются условия для проведения модернизации и технического перевооружения.

Дефицит оборотных средств у предприятия складывается под определяющим влиянием двух факторов: ярко выраженных сезонных колебаний спроса на услуги и сезонными колебаниями платежеспособности клиентов.

На текущем этапе проблема дефицита оборотных средств решается посредством привлечения банковских кредитов. Этот путь решения проблемы позволяет справляться с ней ситуационно, однако, абсолютно непригоден для перспективного использования: кредиты дороги, краткосрочны, требуют залогового обеспечения. Для сколь угодно серьезной работы на перспективу нужны «длинные» деньги, т.е. заимствования на длительный срок,

позволяющий вложениям окупиться. В этой связи увеличение уставного капитала предприятия с реальным привлечением денежных средств за счет размещения выпускаемых акций способно решить проблему дефицита оборотных средств, причем именно за счет «длинных» денег. Следует отметить, что именно акционерная форма организации в наибольшей мере способствует последующим возможным шагам по организации разнообразного сотрудничества с потенциальными внешними инвесторами (в рамках концепции частно-государственного партнерства).

Если для поиска выхода из сложившейся ситуации обратиться к опыту развитых стран, то наиболее распространенной формой предоставления муниципальной службами услуг являются межтерриториальные соглашения (договоры об обслуживании), при которых административно-территориальные образования могут заключать соглашения на предоставление тех или иных услуг, которые они не могут предоставлять потребителям сами или предоставление которых собственными силами они считают нерациональным, с более высокими властными структурами. Подобным образом за рубежом оказываются коммунальные услуги по теплоснабжению. Как показывает опыт США, Великобритании, Германии, Японии, Швеции, Канады и других стран, это позволяет более экономно использовать финансовые ресурсы, мощности и возможности производителей услуг.

На наш взгляд, достаточной эффективностью обладает форма взаимодействия между подрядными организациями, муниципалитетом и поставщиками энергоресурсов, когда в роли муниципальной управляющей компании выступает специально создаваемое АО, которое в свою очередь является соучредителем эксплуатирующих организаций, что предусмотрено Гражданским кодексом РФ, но с согласия учредителей АО. Схема работы представлена на рисунке 1.

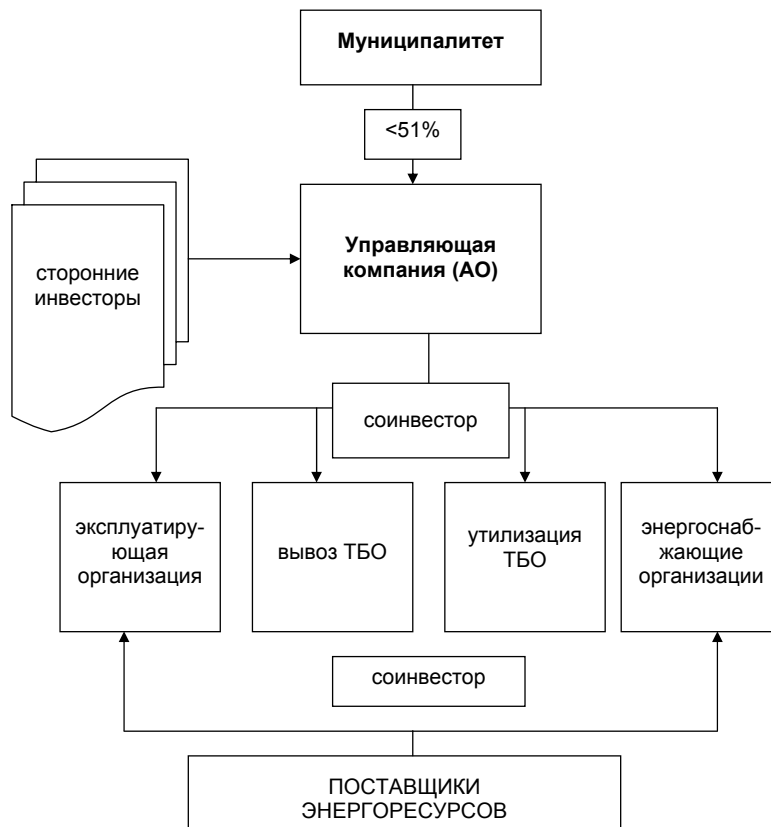


Рисунок 2. Схема финансового обеспечения городского теплового хозяйства

Перечислим некоторые преимущества данной схемы работы:

— во-первых, практически вся прибыль, полученная в результате деятельности муниципальной УК, становится собственностью данного местного сообщества (муниципального образования);

— во-вторых, являясь фактическими сособственниками принадлежащего муниципальным УК имущества, местные органы власти получают возможность осуществлять над деятельностью этих юридических лиц непосредственный контроль: определять цели, условия и порядок их работы; осуществлять регулирование цен и тарифов на их продукцию (услуги); утверждать их уставы; назначать и увольнять руководителей; заслушивать отчеты об их деятельности;

— в-третьих, возможность получения достоверных статистических данных, позволяющих более точно и достоверно рассчитывать тариф на тот или иной вид услуг. Косвенно данная схема организации позволяет уменьшить воз-

можность хищения средств населения за выполнение работ по эксплуатации и обслуживанию жилого фонда.

Управляющая компания в форме АО, имея ряд преимуществ, лишена основного недостатка, который присущ управляющей компании в форме муниципального учреждения: проблема являться соучредителем предприятий, эксплуатирующих жилой фонд, предоставляющий услуги по тепловодоснабжению, ГВС, водоотведению, связанная напрямую с организационно-правовой формой муниципального учреждения.

Необходимо заметить, что основные фонды энергоснабжающих организаций принадлежат муниципальным образованиям на праве собственности и в ряде случаев переданы в эксплуатацию по договорам аренды или оперативного управления частным эксплуатирующим организациям, что лишает муниципалитет возможности прямого контроля над их деятельностью, оставляя не всегда эффективную возможность опо-

средованно влиять на их действия через договора аренды или оперативного управления имуществом. Очевидно также, что выпуски акций могут стать регулярными. Соответственно, с появ-

лением денежных ресурсов появляются возможности проведения модернизации и технического перевооружения, в первую очередь — обновления оборудования тепловых сетей.

Примечания:

1. Некрасов А.С. Современное состояние теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. №1. С. 32.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715р // Собрание законодательства РФ. 2009. №48. Ст. 5836.

3. Стенников В.А. Энергосбережение в тепловом хозяйстве регионов России: проблемы и перспективы // Регион: экономика и социология. 2007. №3. С. 213.

4. Энергетика России: проблемы и перспективы: труды научной сессии РАН / под ред. В.Е. Фортова и Ю.Г. Леонова. М.: Наука, 2006. С. 254.

5. Программа обновления объектов электроэнергетики ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на период до 2010 г. и прогнозная оценка до 2015 г. // Энергетик. 2006. №7. С. 2.

6. Теплоэнергетика России 2010-2015 годы. URL: mi.aup.ru/res/29/562949979457829.html.

References:

1. Nekrasov A.S. Current state of a heat supply of Russia // Forecasting Problems. 2011. No. 1. P. 32.

2. Power strategy of Russia for the period till 2030: it is confirmed by the order of the Government of the Russian Federation of November, 13th, 2009 No. 1715r // Meeting of the Legislation of the Russian Federation. 2009. No. 48. Item 5836.

3. Stennikov V.A. Power savings in a heat economy of regions of Russia: problems and prospects // Region: economy and sociology. 2007. No. 3. P. 213.

4. Power industry of Russia: problems and prospects: works of scientific session of the Russian Academy of Sciences / Eds. V.E. Fortov and Yu.G. Leonov. M.: Nauka, 2006. P. 254.

5. The program of updating objects of electric power industry of ОАО RAO “United Power Systems of Russia” and joint-stock Energo-Company for the period till 2010 and forecast estimation till 2015 // Energetik. 2006. No. 7. P. 2.

6. Power system of Russia for 2010-2015. URL: mi.aup.ru/res/29/562949979457829.html.