

ФЕДЕРАЛЬНОЕ СОБРАНИЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА

Фракция «СПРАВЕДЛИВАЯ РОССИЯ»

Энергетическая безопасность
и риски фрагментарного подхода
к энергетике

Издание Государственной Думы
Москва • 2012

УДК 620.9:338

ББК 65.305.14

Э 65

Авторы:

Грачёв И. Д., д. э. н., председатель Комитета Государственной Думы по энергетике,
Некрасов С. А., к. э. н., к. т. н., м. н. с. Лаборатории прогнозно-аналитических
исследований Объединённого института высоких температур РАН

Э 65 **Энергетическая безопасность и риски фрагментарного подхода к энергетике.** – М.: Издание Государственной Думы (электронное), 2012. – 135 с.

УДК 620.9:338

ББК 65.305.14

Введение

В настоящее время перед российским обществом поставлена задача форсированного подъёма экономики, её радикальной технологической модернизации на основе самых передовых достижений мировой и отечественной науки и техники. Экономическое развитие в современных условиях невозможно без обеспечения надёжного и доступного энергоснабжения. Поэтому энергетическая безопасность и риски, возникающие в результате невозможности обеспечения надёжного и доступного энергоснабжения, являются определяющими для экономического развития самой холодной страны мира – Российской Федерации. В российской экономике сложилась ситуация, когда стоимость энергоснабжения становится фактором, негативно влияющим на конкурентоспособность отечественных товаров, в ряде случаев приводит к сдерживанию расширения и модернизации существующего производства. Поэтому в данной работе проведено исследование рисков, оказываемых энергетикой на ограничение темпов экономического развития Российской Федерации.

Энергетика является самой капиталоемкой отраслью экономики – как указывал академик Мелентьев Л. А., на её развитие затрачивается около 1/3 всех государственных капиталовложений. Ведущее народнохозяйственное значение общеэнергетической системы состоит в том, что она существенно формирует пропорции, а во многом (преимущественно через электроэнергию) и технологические процессы [1]. Причём происходит рост доли капитальных затрат на энергоснабжение среди общих инвестиций в развитие экономики. Действительно, если в структуре затрат плана ГОЭЛРО доля затрат на развитие энергетики составляла 7% [2], то в последующем в общих капитальных вложениях в экономику она постоянно возрастала. Переход на более высокие параметры при выработке электроэнергии (повышение температуры в ГТУ, переход на суперсверхкритические параметры в угольной генерации), а также ужесточение экологических требований и, как следствие, развитие безуглеродных технологий, реализация проектов по кооптации углекислого газа и т.д. в дальнейшем будут определять относительный рост капиталоемкости энергетики. Таким образом, дальнейшее движение в направлении гиперцентрализации энергетики будет способствовать дополнительному росту её не только абсолютной, но и относительной капиталоемкости.

Согласно докладу «О повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации», представленному на Государственный совет Российской Федерации в 2011 году, общая потребность в капиталовложениях на развитие электроэнергетики до 2030 года составит 20 трлн. рублей (в ценах 2009 г.), в том числе на развитие электростанций 9,8 трлн. рублей, на сооружение электросетевых объектов 10,2 трлн. рублей [3]. Эти инвестиции предназначены на развитие, и в них не входят текущие издержки – основа для формирования сегодняшней цены электроэнергии. Данные цифры представлены на Государственный совет Российской Федерации в 2011 году уже с учётом итогов обсуждений необходимости корректировки

Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и объёмов нового энергетического строительства в результате экономического кризиса 2008 года.

На заседании «Реркурий-клуба» на тему «Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России» 18.03.2010 года было показано, что инвестиции в энергетику возможны только со стороны государства [4]. В условиях, когда стоимость строительства нового киловатта энергетических мощностей превышает пятьдесят тысяч рублей, а капитализация генерирующих компаний не выше десяти тысяч рублей за киловатт установленной мощности, ожидать, что бизнес создаст актив за 50 единиц с возможностью последующей реализации за 10, нереально. Столь же маловероятным представляется пятикратный краткосрочный рост капитализации генерирующих компаний. В результате оптимистическая оценка участия бизнеса в развитии энергетики не превышает 7–8 процентов, и каждый гражданин Российской Федерации, помимо текущих платежей за электроэнергию, должен оплатить развитие энергетики в объёме более 140 тыс. руб. до 2030 года (или более 580 руб./месяц). Предметом обсуждения могут быть способы оплаты (удорожание отечественных товаров за счёт роста энергетической составляющей в структуре себестоимости, увеличение налогов, уменьшение выплат на социальное обеспечение, снижение фонда заработной платы в некоторых отраслях экономики, формирования долга (облигационных займов) Российской Федерации или её резидентов перед различными заёмщиками и так далее), но не сумма платежа.

Следует заметить, что возможность обеспечить финансирование развития энергетики за счёт финансовых поступлений от продажи ранее созданных активов, начиная от электростанций, построенных по плану ГОЭЛРО и закачивая последними блоками ПГУ-ТЭЦ, завершилась. Это позволило привлечь в отрасль средства от приватизации генерирующих мощностей, распределительных электрических сетей и так далее и начать реализацию инвестиционных программ в электроэнергетике.

Поэтому основным источником для дальнейшего увеличения энергетических мощностей, развития сетей могут быть не дополнительные инвестиции частного сектора, а средства от увеличения стоимости электроэнергии или бюджетные инвестиции. В обоих случаях это создаёт риски замедления экономического развития в других отраслях экономики. Вместе с тем, обеспечить повышение качества и надёжности энергоснабжения, обеспечить высокий уровень энергетической безопасности России можно при значительно меньших капитальных вложениях. Но обеспечение нового качественного результата возможно только при возвращении к системному подходу, который являлся основой при формировании плана ГОЭЛРО. В последующем происходило его размывание, обусловленное необходимостью оптимизации локальных задач с точек зрения отдельных министерств, ведомств, а в настоящее время различных хозяйствующих субъектов, интересы которых по вполне объективным причинам являются в ряде случаев взаимоисключающими.

Поэтому, по мнению авторов, столь важным является рассмотрение причин рисков замедления экономического развития в связи с ростом стоимости энергоснабжения и формулировка необходимости построения принципов энергоснабжения на основе менее капиталоёмких по сравнению с традиционным развитием энергетики.

Глава 1. Факторы, определяющие энергетическую безопасность России в XXI веке

После нефтяного кризиса 1973 года понятие энергетическая безопасность (ЭБ) было сформулировано Международным энергетическим агентством как уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях [5]. Для использования специалистами отраслей российской энергетики ИСЭМ СО РАН рекомендует следующие определение ЭБ [6].

Энергетическая безопасность – это состояние защищённости граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения. При этом состояние защищённости – состояние, соответствующее в нормальных условиях обеспечению в полном объёме обоснованных потребностей (спроса) в энергии, в экстремальных условиях – гарантированному обеспечению минимально необходимого объёма потребностей.

Выделяется две компоненты ЭБ: тактическая и стратегическая. Если в тактической компоненте определяющим является надёжность (включая живучесть) энергоснабжения, то в стратегической – защищённость страны от завышенной стоимости энергоснабжения, которая может приводить к сдерживанию (торможению) экономического роста и соответственно социального прогресса или даже невозможности поддержания нормального функционирования общества и экономики при минимальном или нулевом экономическом росте. В связи с анализом и разработкой средне- и долгосрочных энергетических перспектив – сначала до 2010 года [7], затем – до 2020 года [8], наконец, до 2030 года [9], выяснилось, что главная опасность для ЭБ в долгосрочной перспективе – вероятность длительного дефицита физически и экономически доступных ТЭР: невозможность обеспечить ими требуемые (заданные государственным руководством) темпы экономического роста и социального прогресса. Таким образом, на первый план выдвинулась стратегическая компонента ЭБ, согласно которой, в отличие от исследований проблем живучести системы энергоснабжения, исследования ЭБ России и её регионов должны базироваться на приоритете интересов потребителей ТЭР и возможностей более эффективного использования ими энергии при комплексном учёте отличительных особенностей российского ТЭК [10].

Аналогично в работе [11] НГТУ отдельно рассматриваются технико-технологическая надёжность энергоснабжения – свойство системы производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства и передачи электроэнергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, производить и доставлять электроэнергию потребителям в заданном объёме и требуемого качества при определённых условиях функционирования, и организационно-

экономическая – свойство системы отношений и взаимосвязей объектов электроэнергетики и потребителей, позволяющее обеспечить баланс экономических интересов при соблюдении ограничений по экологической и технологической безопасности энергетики. (Обратим внимание, что объекты электроэнергетики и потребители рассматриваются отдельно). Как видим, технико-технологическая надёжность соответствует тактической компоненте ЭБ, а организационно-экономическая – стратегической.

Энергетическая безопасность характеризуется тремя главными факторами: способностью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) обеспечивать достаточное предложение экономически доступных качественных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР); способностью экономики (как системы потребителей ТЭР) рационально (бережно) расходовать энергетические ресурсы и соответственно ограничивать свой спрос; достаточно широким уровнем устойчивости систем энергетики и ТЭК в целом к возмущающим воздействиям при реализации потенциальных угроз ЭБ, а также устойчивости сферы энергопотребления к дефицитам и нарушениям энергоснабжения, вызванным этими угрозами. Таким образом, ЭБ – атрибут не только энергетики и даже не только производственной сферы, но и общества в целом [10].

Согласно Энергетической дорожной карты, принятой Европейской комиссией в Брюсселе в декабре 2011 года [12], благосостояние населения, конкурентоспособность промышленности, стабильность общества зависят от безопасного, надёжного, устойчивого и доступного энергоснабжения. Согласно исследованиям Высшей школы социальных наук (EHSS) и Центра исследований индустриализации (СЕМ), энергетическая безопасность подразумевает такие условия, при которых потребитель имеет надёжный доступ к необходимой ему энергии, а поставщик – к её потребителям. То есть речь идёт не только о бесперебойных потоках, но и о стабильных и разумных ценах [13].

В докладе президиуму Государственного совета Российской Федерации «О повышении энергоэффективности российской экономики» (Архангельск, 2009 год) [14] энергетическая безопасность была определена как способность страны или региона обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам.

Как видим, среди множества подходов к определению ЭБ ключевыми параметрами являются стоимость энергоснабжения и его возможность обеспечения экономического роста. Для России – самой холодной и протяжённой страны с очень низкой плотностью населения и энергетической инфраструктуры – соответственно в 4 и 7 раз меньше, чем в США, это особенно актуально. Как указывает академик Макаров А. А., энергетическая эффективность российской экономики в 5 раз хуже среднемировой, а нагрузка энергетики на экономику в 4 раза выше: капитальные вложения в отечественную энергетику составляют 6 процентов ВВП при 1,5 процента в мире целом [14].

1.1. Анализ динамики стоимости электроснабжения в мире

В России лимитирующим фактором роста потребления электроэнергии в последние годы начала выступать её стоимость. В связи с тем, что соотношение доли России в мировом ВВП – 1,6 процента, а в электропотреблении – 6 процентов [15], цена на электроэнергию является значительно более важным параметром для российской экономики по сравнению с другими странами. Существенное повышение цены на электроэнергию может сделать её недоступным товаром для части населения, а свобода договора в чистом виде может привести к дискриминации потребителей со стороны субъектов электроэнергетики, обладающих рыночной силой [16].

Следует напомнить, как в докладе McKinsey «Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста», опубликованном в апреле 2009 года [17], была приведена диаграмма, названная «Промышленные потребители в России покупают электроэнергию по низким ценам». Там содержится информация о стоимости электроэнергии в промышленно развитых странах за 2007 год (табл. 1.1), откуда следует, что стоимость электроэнергии в России была ниже, чем в США на – 15 процентов, Германии – на 77 процентов, Великобритании – почти в 2,5 раза.

Таблица 1.1

Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей (2007 год)

Страна	Цена на электроэнергию для промышленных потребителей, 2007 год, долл. США/МВт-ч
Великобритания	134
Германия	94
КНР	87
США	65
Франция	61
Канада	60
Россия	53
Швеция	33

Проведём анализ динамики стоимости электроэнергии перечисленных стран. Так как в ряде случаев рассматриваются интервалы времени, превышающие несколько десятилетий, будем различать абсолютную динамику цен (номинальные цены) и скорректированную с учётом инфляции – относительные (приведённые) цены. В США цена кВтч для конечного потребителя в ценах, приведённых с учётом инфляции, остаётся неизменной более 40 лет и составляет 8 центов (в ценах 2005 года) с точностью до 5 процентов, при этом кризисные явления в экономике 1970 годов в долгосрочной перспективе не оказали влия-

ния на это значение (рис. 1.1 [18]). В 1973–1982 годах под влиянием энергетического кризиса цена на электроэнергию выросла в приведённых ценах на 42 процента – с 7,6 до 10,8 центов, что составило не более 4,5 процента в год. Средний прирост цены электроэнергии в номинальных ценах составлял 13,8 процента/год. Впоследствии в 1983–1995 годах цена электроэнергии росла ниже инфляции и вернулась к прежнему уровню – 8 центов (в ценах 2005 года). Одним из ключевых пунктов энергетической стратегии Президента США Б. Обамы является отсутствие роста стоимости электроэнергии на ближайшие 20 лет. Также обеспечивается сбалансированное развитие генерирующих мощностей, сетей и отсутствие платы за подключение новых потребителей.

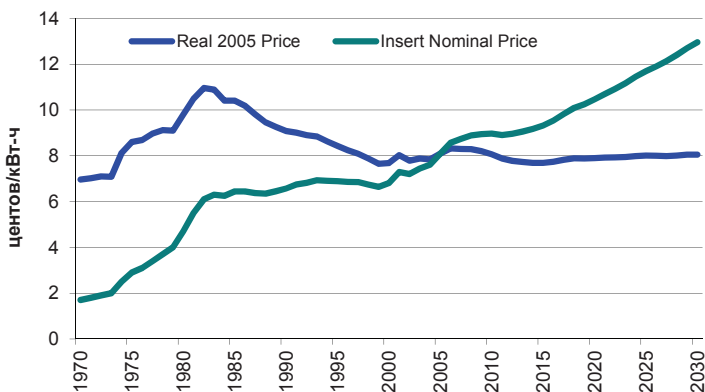


Рисунок 1.1. Средние розничные цены на электроэнергию в США (1970–2030 годы) (в номинальных ценах и ценах 2005 года)

Источник: DOE, AEO2007

Средняя цена на электроэнергию в США складывается из повышенной цены для населения, а также сферы услуг (две верхние кривые рис. 1.2 [18]) и относительно низкой – для промышленных предприятий (нижняя кривая рис.1.2). Цена на электроэнергию для населения составляет от 135 процентов (1982 год) до 155 процентов (2005 год) от цены для промышленности, приводя к субсидированию стоимости электроэнергии, потребляемой промышленностью со стороны населения и сферы услуг.

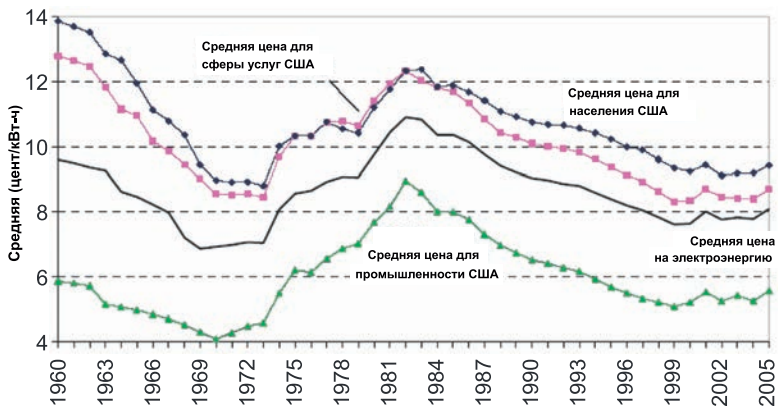


Рисунок 1.2. Цены на электроэнергию в США для различных категорий конечных потребителей, долл. США (в ценах 2005 года)

Примечание: В расчётах использовался дефлятор ВВП США

Источник: EIA Annual Energy Review 2004, EIA Monthly Energy Review March 2006, and U. S. Bureau of Labor Statistics.

В результате целенаправленно проводимой промышленной политики в США цена электроэнергии для промышленности не только снижалась в приведённых ценах с 1982 года (рис.1.2), но и незначительно росла в номинальных, изменяясь в диапазоне от 4,7 до 7 центов за кВтч (рис. 1.3), значительно отставая от темпа инфляции на протяжении 20 лет, что позволяло продукции американской промышленности повышать конкурентоспособность в части затрат на энергетику.

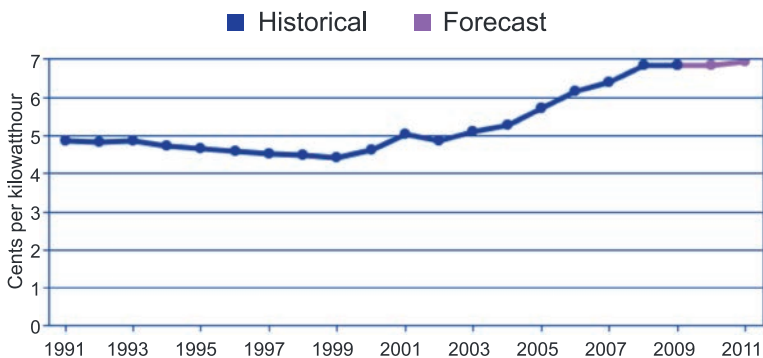


Рисунок 1.3. Цена электроэнергии для промышленных потребителей в США в номинальных ценах

Источник: EIA Electric Power Monthly

Прогнозируется, что указанные закономерности сохранятся на временном горизонте 25 лет – до 2035 года: средняя цена на электроэнергию не превысит 10 центов за кВтч (в ценах 2008 года) до 2033 года; цена на электроэнергию для промышленных предприятий будет ниже средней цены для других секторов экономики на 30–35% и не превысит 7 центов за кВтч (в ценах 2008 года) (рис. 1.4).

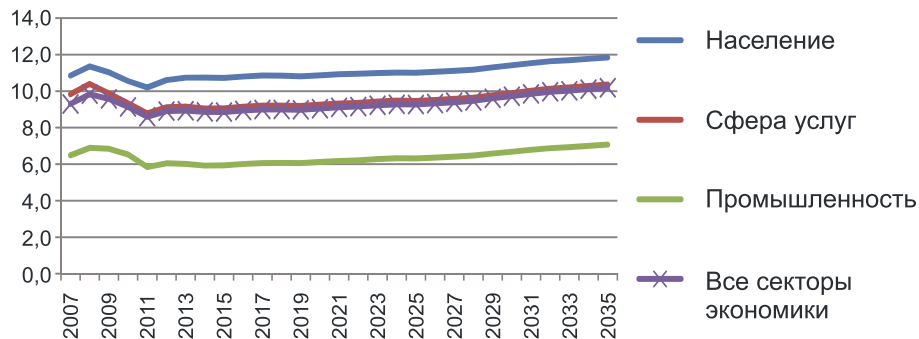


Рисунок 1.4. Прогноз цен на электроэнергию в США для различных категорий конечных потребителей, долл. США (в ценах 2008 года, цент/кВтч)

Источник IEA (aеo2010r.d111809a) [19]

В табл. 1.2 и на рис. 1.5 представлена структура цены на электроэнергию в США для конечного потребителя в приведённых ценах 2008 года. (Источник IEA (aеo2010r.d111809a) [19].) Несмотря на то, что опережающими темпами в структуре цены будет расти сетевая доля (прирост 1,1 процента/год), её величина не превысит 9 процентов (0,9 от 10,2 цента) к 2035 году.

Таблица 1.2

Динамика структуры цены на электроэнергию для конечного потребителя в США (факт/прогноз цены 2008 года за кВтч)

	2007	2008	2009	2010	2020	2030	2035	Среднегодовой темп роста 2008–2035 годы
Генерация (Generation)	6,2	6,7	6,5	5,9	5,8	6,5	7,0	0,1 %
Передача (Transmission)	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1 %
Распределение (Distribution)	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,4	2,4	0,0 %

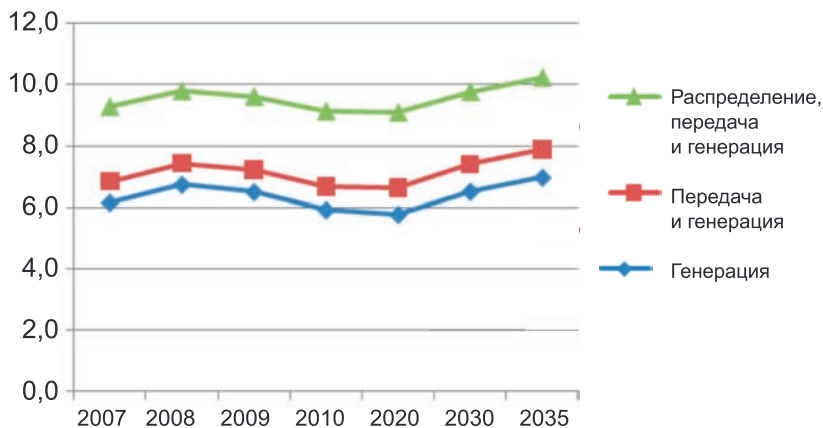


Рисунок 1.5. Динамика структуры цены на электроэнергию для конечного потребителя в США (факт/прогноз центы 2008 года за кВтч)

Согласно прогнозу, составленному в ИНЭИ РАН [18], для стран Европы ключевым параметром, определяющим цену электроэнергии и по которому не достигнута окончательная договорённость, является выбор сценария развития, в котором будет определена экономическая нагрузка за утилизацию парниковых газов. На рис. 1.6 и 1.7 приведены два противоположных сценария развития цены электроэнергии на оптовом рынке (аналог значения «генерация» в табл. 1.2 и на рис. 1.5 для США) – при отсутствии дополнительной нагрузки со стороны парниковых газов (рис. 1.6) и при максимальной нагрузке на энергетику по их утилизации (рис. 1.7). Мы видим, что при отсутствии изменений в европейском законодательстве относительно необходимости утилизации парниковых газов оптовая цена на электроэнергию останется на уровне 3,2 евроцента (около 4 центов США) за кВтч; в случае принятия концепции утилизации парниковых газов данная величина за 15 лет удвоится. Но даже в случае выбора Европой сценария развития энергетики с утилизацией парниковых газов прирост оптовой цены электроэнергии не будет превышать 4,8 процента/год во втором десятилетии XX века.

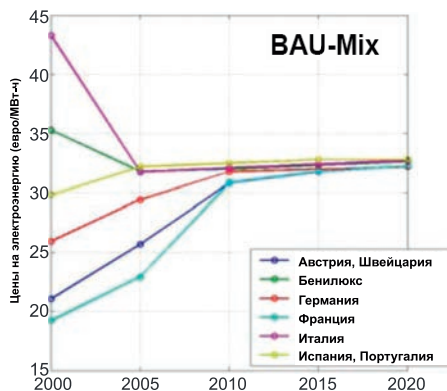


Рисунок 1.6. Среднегодовые оптовые цены на электроэнергию в сценарии BAU-Mix, евро/МВтч

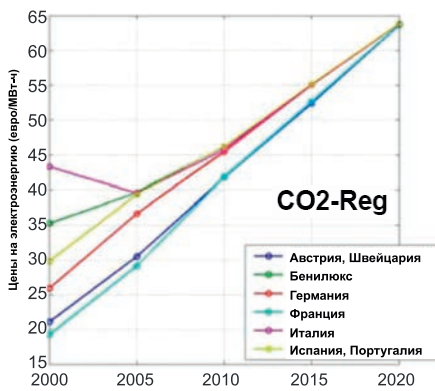


Рисунок 1.7. Среднегодовые оптовые цены на электроэнергию в сценарии CO₂-Reg, евро/МВтч

Источник: Scenarios on the conventional European electricity market, EC, DG TREN, 2004.

Однако, по факту на протяжении последних лет происходит снижение цены электроэнергии для конечных потребителей. В табл. 1.3 проведено сравнение цен на электроэнергию для промышленных потребителей с годовым объёмом потребления 2 млн. кВтч (+/-50 процентов) и 20 млн. кВтч (+/- 50 процентов) по состоянию на май 2012 года [20] с ноябрём 2009 года [20, 21].

Таблица 1.3

Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей в европейских странах

Страна	Цена кВтч (€/кВтч, май 2012 года) при потреблении		Отношение стоимости кВтч, май 2012 года/ ноябрь 2009 года (номинальные цены)		Отношение стоимости кВтч на оптовом рынке к розничному		Увеличение глубины дифференциации стоимости электроэнергии на оптовом и розничных рынках
	Розница 2 млн. кВтч/год (+/-50%)	Опт 20 млн. кВтч/год (+/-50%)	Розница	Опт	Ноябрь 2009 года	Май 2012 года	
Португалия	0,092	0,0755	0,89	0,85	0,86	0,82	1,05
Люксембург	0,0745	0,0637	0,63	0,57	0,95	0,86	1,11
Австрия	0,1196	0,1047	0,99	1,00	0,86	0,88	0,98
Испания	0,0929	0,0815	0,97	0,97	0,88	0,88	1,00

Ирландия	0,0885	0,0783	0,60	0,57	0,94	0,88	1,06
Болгария	0,0587	0,0522	0,83	0,75	0,99	0,89	1,11
Нидерланды	0,0896	0,08	0,63	0,81	0,70	0,89	0,78
Словения	0,0864	0,0778	0,81	0,86	0,85	0,90	0,94
Бельгия	0,0967	0,0871	0,75	0,81	0,83	0,90	0,92
Финляндия	0,0748	0,0678	0,91	0,91	0,90	0,91	0,99
Германия	0,1127	0,1024	0,77	0,78	0,90	0,91	0,99
Греция	0,0839	0,077	0,92	1,05	0,81	0,92	0,88
Румыния	0,0711	0,0654	0,53	0,66	0,74	0,92	0,81
Дания	0,0982	0,0913	0,74	0,69	0,999	0,93	1,07
Швеция	0,0791	0,074	1,08	1,17	0,86	0,94	0,92
Словакия	0,1159	0,1094	0,89	1,10	0,76	0,94	0,81
Италия	0,1308	0,1245	0,73	0,84	0,83	0,95	0,87
Эстония	0,0713	0,0681	1,00	1,35	0,71	0,96	0,74
Мальта	0,1605	0,1534	1,53	2,06	0,71	0,96	0,74
Польша	0,0869	0,0837	0,97	1,00	0,93	0,96	0,97
Великобритания	0,0914	0,0882	0,73	0,87	0,81	0,96	0,84
Кипр	0,1538	0,1509	1,08	1,13	0,94	0,98	0,96
Франция	0,0753	0,0742	0,94	1,11	0,84	0,99	0,85
Литва	0,1024	0,1017	1,31	1,47	0,88	0,99	0,89
Латвия	0,0908	0,0918	1,18	1,40	0,85	1,01	0,84
Чешская республика	0,0995	0,1026	1,01	1,13	0,92	1,03	0,89
Венгрия	0,087	0,0906	0,65	0,79	0,85	1,04	0,82

Можно отметить несколько фактов изменения стоимости энергоснабжения европейских потребителей, не очень согласующихся с тенденциями развития рыночных отношений в российской энергетике XXI века.

1. В странах, на которые приходится более 90 процентов европейского ВВП, произошло снижение стоимости электроэнергии в 2009–2012 годах. Исключение составляют страны Балтии (Литва, Латвия, Эстония), Швеция, Кипр и Мальта (в последних двух странах доля нефти в топливно-энергетическом балансе превышает 98 процентов). Отметим, что в табл. 1.3 приведены номинальные цены без учёта инфляции. В приведённых ценах снижение стоимости электроэнергии будет более значимым.

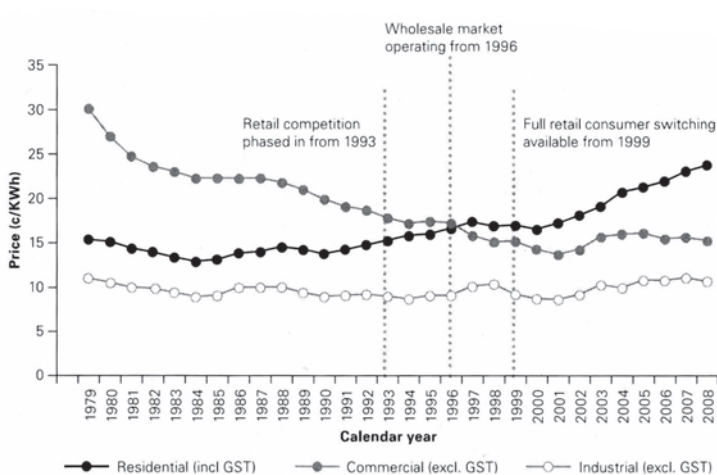
2. Различие между стоимостью кВтч для мелких и крупных европейских потребителей не превышает 12 процентов (исключение Португалия – 18 про-

центов). При этом на рынке электроэнергии Латвии, Чешской Республики и Венгрии цена электроэнергии для мелких промышленных потребителей ниже, чем для крупных.

3. В большинстве стран (исключение Португалия, Люксембург, Ирландия, Дания) произошло снижение дифференциации стоимости электроэнергии для мелких и крупных потребителей за рассматриваемый период. Как следствие, влияние общего тренда (снижения стоимости электроэнергии) для мелких потребителей оказалось более значительным.

Как видим, кроме преимущественного уменьшения стоимости электроэнергии в европейских странах, происходит снижение и без того низкой дифференциации цены электроэнергии для мелких и относительно крупных промышленных европейских потребителей, подключённых к сети на разных уровнях напряжения.

Стабильность стоимости электроэнергии наблюдается и в других странах, например, на рис. 1.8 представлена динамика цен на электроэнергию в Новой Зеландии [25]. На протяжении 30-летнего периода наблюдается неизменность стоимости электроэнергии в ценах 2008 года для промышленных потребителей на уровне 4 центов США, снижение стоимости для коммерческого сектора с 10 центов в 1980 году до 6 центов США в 2009 году и рост цен для домохозяйств (с учётом 12,5 процента GST (*Goods and Service Tax – налог в Новой Зеландии*)) с 6 центов в 1980 году до 9 центов США к 2009 году.



Source: Ministry of Economic Development, June 2009

Рисунок 1.8. Динамика цены на электроэнергию в долларах Новой Зеландии 2008 года для различных групп потребителей Новой Зеландии (курс новозеландского доллара – 2.44 за \$1).

В прогнозе [18] был определён возможный темп роста цены электроэнергии в номинальных прогнозных ценах (табл. 1.4):

Таблица 1.4

**Прогноз изменения цен на электроэнергию, центов США/кВтч
(в номинальных прогнозных ценах)**

	2010	2020	2030	Среднегодовой прирост 2010–2030 гг., (%/год)
Европа	5,3–6,2	6,9–10,8	8,7–17,3	2,5–5,3
США	9,06	11,11	14,24	2,34
Япония	6,7–9,7	11,5–12,4	15,2–18,2	4,2–3,24

1.2. Рост стоимости энергоснабжения, как один из факторов замедления социально-экономического развития России

Теперь рассмотрим динамику стоимости электроэнергии в России. На протяжении всего периода построения экономики рыночных отношений в Российской Федерации происходил регулируемый государством рост стоимости электроэнергии. В табл. 1.5 и на рис. 1.9 показаны фактическое и прогнозируемое соотношения цены электроэнергии к базовому 1998 году, принятому за единицу. 1998 год принят за основу, так как финансовый кризис 1998 года создал новые стартовые условия для развития отечественной экономики, на протяжении последних 14 лет обеспечивается достаточно стабильный курс национальной валюты.

Уровень 2010 года (выделен точкой на рис. 1.9) не является переломным в представленном 30-летнем тренде и до 2016 года не предвидется изменения темпов существующей динамики. В Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года предполагается продолжение ежегодного роста стоимости электроэнергии в ближайшие десять лет: при этом средняя цена повысится за 2012–2015 годы примерно на 40–50 процентов, за 2016–2020 годы – на 25–27 процентов [24].

Рассмотрим рост цен на электроэнергию в приведённых значениях, скорректированных с учётом инфляционных ожиданий. Согласно данным Министерства экономического развития Российской Федерации, рост цены электроэнергии в 2008–2009 годах (21 процент в год) более чем на 8 процентов опережал инфляцию, которая составила 13,3 процента в 2008 году и 11–12 процентов в 2009 году. Инфляция, предполагаемая в 2011 году на уровне 7–8 процентов и в 2012 году на уровне 5–7 процентов, будет ниже прироста цены на электроэнергию в аналогичный период на 6–7 процентов в год [23].

Таблица 1.5

Индекс цен электроэнергии по Российской Федерации в 1998–2020 гг. (факт 1998–2010 гг., прогноз 2010–2020 гг., 1998 год = 1 номинальные цены)

Год	Индекс цены электроэнергии декабрь к декабрю предыдущего года (%)	Индекс цены нарастающим итогом 1998 год =1	Источник данных о росте цены на электроэнергию
1998	102,2	1,0	Федеральная служба государственной статистики [23]
1999	117,7	1,2	-//-
2000	141,6	1,7	-//-
2001	127,4	2,2	-//-
2002	126	2,7	-//-
2003	114,5	3,1	-//-
2004	112,5	3,5	-//-
2005	112,6	4,0	-//-
2006	110,3	4,4	-//-
2007	113,3	5,0	-//-
2008	118	5,8	-//-
2009	118,3	6,9	-//-
2010	118	8,2	Экспертная оценка
2011	114	9,3	Прогноз социально-экономического развития РФ на 2010 год и на плановый период 2011–2012 годов [23]
2012	112,5	10,5	-//-
2013	113	11,8	Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года [24]
2014	113	13,4	-//-
2015	113	15,1	-//- (из расчёта роста на 44% в 2012–2015 гг.)
2016	106	16,0	-//-
2017	106	17,0	-//-
2018	106	18,0	-//-
2019	106	19,1	-//-
2020	106	20,2	-//- (из расчёта роста на 26% в 2016–2020 гг.)

Фактически государство, проводя политику регулирования, соглашалось на опережающий рост цен естественных монополий. В работе [21] было высказано предположение, что после снижения степени государственного регулирования электроэнергетики рост стоимости электроэнергии не снизится, а более вероятным является его увеличение на фоне прогнозируемого выхода из экономического кризиса и перехода к устойчивому экономическому развитию с ростом ВВП на 4,3%/год [23].

В табл. 1.6 на основе данных Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 год и плановый период 2011 и 2012 гг. и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года составлен прогноз роста цены электроэнергии до 2020 года с учётом инфляционных ожиданий в приведённых ценах 2010 года.

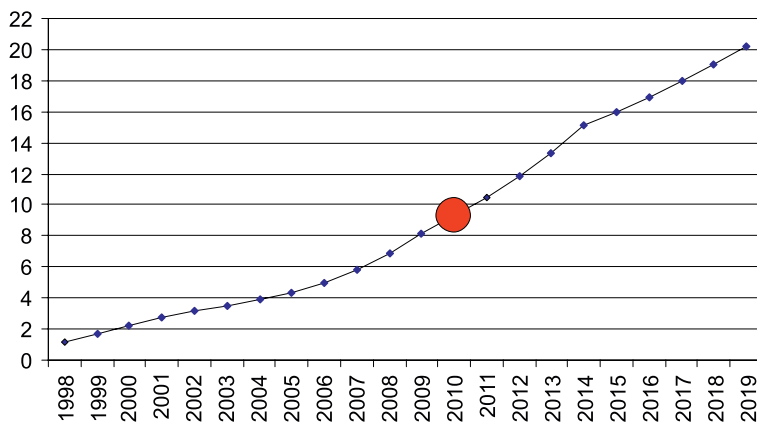


Рисунок 1.9. Индекс цен электроэнергии в России в 1998–2020 гг. (факт 1998–2010 гг., прогноз 2010–2020 гг., 1998 г. = 1. Номинальные цены. Точкой выделен 2010 г.)

Таблица 1.6

Прогноз роста цены на электроэнергию с учётом инфляции в Российской Федерации на 2010–2020 гг. (приведённые цены 2010 г.= 1).

Год	Индекс цены электроэнергии декабрь к декабрю предыдущего года (%)	Уровень инфляции (%) [23]	Прирост цены электроэнергии над инфляцией (%/год)	Рост цены электроэнергии в приведённых ценах (2010 год =1)
2010	118	10,3	7,7	1,00
2011	114	6,4	7,6	1,08
2012	112,5	6,4	6,1	1,14
2013	113	6,4	6,6	1,22

2014	113	6,4	6,6	1,30
2015	113	6,4	6,6	1,38
2016	106	3,5	2,5	1,42
2017	106	3,5	2,5	1,45
2018	106	3,5	2,5	1,49
2019	106	3,5	2,5	1,53
2020	106	3,5	2,5	1,56
Среднее значение за период 2010–2020 гг.	110,3	5,43	4,88	

Произведём сопоставление значения полученного прогноза с процессами, приведшими к росту цены электроэнергии в развитых странах.

1. Переплетение топливно-энергетического и сырьевого кризиса с циклическим 1974–1975 годов, эмбарго на поставку нефти в США, война в Ираке и т.п. оказали влияние на рост стоимости электроэнергии в США в приведённых ценах на 4,5 процента в год на протяжении 1973–1982 годов.

2. Предполагаемый переход к безуглеродной концепции технологического развития в Европе с утилизацией парниковых газов, возможно, приведёт к росту цены на электроэнергию на 5,3 процента/год в номинальных ценах. Это соответствует росту не более 3–3,5 процента/год в приведённых ценах [18]. Ожидание подобной нагрузки на экономику вызвало общественное давление в результате сценарий развития европейской энергетики в рамках Киотского протокола не получил развития и фактически на протяжении 2010–2012 годов происходит снижение не только приведённых, но и номинальных цен для европейских потребителей.

3. Данные табл. 1.6 указывают на то, что Российской Федерации, позиционирующей себя как гарант энергетической безопасности, подготовлен сценарий роста цены электроэнергии, начиная от базового уровня 2010 года, более жёсткий по сравнению с описанными выше достаточно бифуркационными процессами в развитии США и Европы. Прирост цены электроэнергии, вычисленный с поправкой на инфляцию, будет составлять 4,88 процента/год на протяжении 2010–2020 годов. При этом относительный рост от базового уровня 2010 года (на 56 процентов) будет превышать рост цены электроэнергии в США, вызванный энергетическим кризисом (на 42 процента). Как показано на рис 1.1, в 1983–1995 годах цена электроэнергии в США вернулась к прежнему уровню в приведённых ценах. Основания для уменьшения цены электроэнергии в России после 2020 года при сложившейся ситуации сформулировать достаточно проблематично. Кроме того, неочевидна природа изгиба на линии индекса цены электроэнергии, а также скачкообразного изменения инфляции, приходящихся на 2016 год (табл. 1.4 и табл. 1.6, а также рис. 1.9). По-видимому, снижение темпа роста цены электроэнергии и одновременного изменения инфляционных ожиданий в 2016 году определяется только горизонтами прогнозирования, ди-

реактивно принятыми при разработке Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года [24].

Рассматриваемый сценарий является относительно оптимистическим и будет справедлив при отсутствии превышения темпов роста цены электроэнергии, определённых в правительственных документах [23, 24]. Укажем ряд причин для более высокого темпа роста цен на электроэнергию относительно уровня 2010 года.

1. Рост цены на электроэнергию в Российской Федерации, начиная с сентября 2008 года, продолжается в условиях резкого снижения объёмов промышленного производства (в 2009 году падение промышленного производства составило 10,8 процента) при падении стоимости первичных энергоносителей на мировых рынках. Фактически темп роста цены достигал максимального значения, определяемого органами госрегулирования, и макроэкономические параметры не смогли оказать сдерживающего влияния на этот процесс.

2. В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», с 1.1.2011 года цены на электрическую энергию (мощность), поставляемую с 1.1.2011 года потребителям электрической энергии, за исключением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, являются свободными, складываются под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию [25]. Соответственно, у государства снижаются возможности регулирования роста цен на электроэнергию для конечных потребителей и ограничения аппетитов энергетиков, которые сдерживались на протяжении десятилетий регулирования.

3. Прогнозируемая в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года скорость роста цены на газ выше скорости роста цены электроэнергии [23]. При условии прекращения государственного регулирования процесса ценообразования генерации, данный факт объективно приведёт к более высоким значениям прироста цены электроэнергии по сравнению с рассматриваемым в Концепции. Это особенно актуально, так как в России самая высокая доля газа в мире в структуре топлива для производства электроэнергии (в России – 45,9 процента, США – 8,3 процента, Западной Европе – 17,6 процента) [26].

4. В регионах, где произошло введение RAB-регулирования (системы тарифообразования на основе долгосрочного регулирования тарифов, направленной на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и повышение эффективности работы сетевых организаций), наблюдается более высокий рост тарифов [27]. Расширение зоны действия RAB-регулирования приведёт к расширению списка регионов, где будет наблюдаться аналогичная закономерность. В связи с этим следует отметить, что во всём мире строительство инфраструктурных объектов, к которым относятся и электрические сети, является задачей государства. В Российской Федерации принято решение о переходе к методике RAB, которая подразумевает перекалывание

финансирования этой проблемы на потребителя, что приведёт к ещё более значительному росту цен на электроэнергию в стране.

Приведём цены электроэнергии в абсолютных величинах по состоянию на август 2010 года, принятые за 1 в табл. 1.6 (соответствует выделенной точке на рис. 1.9).

Согласно постановлению Региональной энергетической комиссии (РЭК) Москвы от 25.12.2009 года № 121, одноставочный тариф для прочих потребителей на 2010 год на низком напряжении в зависимости от числа часов использования заявленной мощности составлял от 3005,7 до 3481,7 руб./МВтч без НДС (при числе часов использования заявленной мощности более 7000 и менее 5000 часов соответственно) [28].

Произвольно взятые регионы Российской Федерации показывают аналогичные значения (руб /МВтч без НДС):

3417,96 и 3454,94 (постановление департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности и тарифной политике от 25.12.2009 года № 246 [29]);

3232,04 и 3233,54 (приказ региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 30.12.2009 года № 47/2009-э [30]);

3140 и 3207,5 (приказ управления по тарифам Орловской области от 28.12.2009 года № 973-г [31]).

Данные значения превышали 11 центов за кВтч при числе часов использования заявленной мощности менее 5000 часов в год и 9,66 цента при трехсменном графике работы при числе часов заявленной мощности более 7000.

Таким образом, по состоянию на 2010 год стоимость кВтч в большинстве регионов России достигла уровня США, Европы и Японии (табл. 1.3) – 9,5 цента (2,95 руб./кВтч).

При этом цена электроэнергии для промышленных предприятий, подключённых на низком напряжении, в ряде случаев превышала 3,45 руб./кВтч – 11 центов/кВтч (Смоленская область), что двукратно превосходит аналогичную величину для промышленности США.

В Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года предполагается создание условий и стимулирование развития малого бизнеса [24]. Характерными особенностями при открытии нового малого предприятия являются:

- необходимость подключения к существующей инфраструктуре, в том числе к электрическим сетям;

- достаточно ограниченные возможности организации технологических процессов, обеспечивающих равномерность потребления электроэнергии вне зависимости от сменности работы, сезонности и тому подобного, существующие у крупных потребителей.

Приведём примеры создания условий работы потребителям малого бизнеса, не имеющего возможность обеспечить заполнения графика электрической нагрузки:

– согласно постановлению комитета по тарифам и ценам администрации Курской области от 30.12.2009 года № 188 «О тарифах на электрическую энергию, отпускаемую ОАО «Курскэнергосбыт» потребителям Курской области на 2010 год», стоимость электроэнергии для прочих потребителей с использованием заявленной мощности менее 2000 часов в год равнялась 5176,06 руб./МВтч без НДС [32], что составляло 16,7 цента/кВтч.

– аналогичная величина в Тульской области при числе часов использования заявленной мощности менее 2500 часов в год – 4925,18 руб./МВтч без НДС (15,9 цента/кВтч) (постановление департамента Тульской области по тарифам от 30.4.2010 года № 12/4 «О тарифах на электрическую энергию») [33].

Приведённые значения не ниже стоимости электроэнергии промышленных потребителей большинства стран Европы [20], а при индексации этих величин утверждёнными темпами 12,5–14 процентов/год, стоимость электроэнергии данных групп потребителей превысит самые высокие цены на электроэнергию в Европе в 2013 году.

Для иллюстрации динамики стоимости электроэнергии в абсолютных величинах в регионах приведём тарифы на электрическую энергию бюджетной сферы Кореневского района Курской области в 2005–2010 годах [34].

Таблица 1.7

**Тарифы на электрическую энергию бюджетной сферы
Кореневского района Курской области 2005–2010 гг.**

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Руб. / кВтч	1,63	2,0	2,36	2,78	3,56	5,20
Индекс цены		1,23	1,18	1,18	1,28	1,46

Выбор данной группы потребителей достаточно показателен по следующим причинам:

– цена электроэнергии для бюджетных потребителей регулируется государством и с целью снижения расходов бюджетных организаций поддерживается меньше аналогичного параметра для прочих, в том числе промышленных потребителей;

– районный центр Курской области является примером наиболее обжитой части европейской части России с достаточно мягкими климатическими условиями;

– Курская область является энергоизбыточным регионом, в котором находится источник наиболее дешёвой (как принято считать) атомной энергии – Курская АЭС.

Можно предположить, что потребители в других регионах находятся в менее «тепличных» условиях с точки зрения государственного регулирования тарифов на электроэнергию, дефицитности по электроснабжению и коэффициента запаса мощности, нагрузки на ЛЭП ураганов, селей, снеговой нагрузки и тому подобных климатических факторов, удорожающих работу энергетиков. Как следует из данных районной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Кореневского района Курской области на период 2010–2015 гг.», прирост цены электроэнергии в регионе в последние 5 лет был выше величин, представленных в табл. 1.5. При этом в 2010 году расхождение составило более 2,5 раза (прирост цены электроэнергии за год от уровня 2009 года на 46 и 18 процентов соответственно), что указывает на отмеченную ранее чрезмерную оптимистичность прогнозов темпов роста цены электроэнергии, определённых в правительственных документах [23, 24].

Как отмечалось на парламентских слушаниях Комитета по энергетике Государственной Думы Российской Федерации на тему «О совершенствовании законодательного нормативного регулирования цен и тарифов на электрическую энергию» 15.03.2012 года, динамика стоимости электроэнергии в 2011 году свидетельствует об увеличении темпов её роста после 2010 года [175]. С начала 2011 года российская электроэнергетика стала полностью рыночным сектором экономики за исключением объёмов, поставляемых населению и категориям потребителей, приравненных к населению, по регулируемым тарифам. 100 процентов электроэнергии продаётся на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности или поставляется по долгосрочным договорам потребителей с генерирующими или сбытовыми компаниями. Хотя этот переход долго готовился, начало полностью рыночной энергетики сопровождалось неожиданными эффектами. Рост цен и тарифов на электрическую энергию в 2011 году существенно превысил ожидавшийся (табл. 1.8 (по данным [36])).

Таблица 1.8

**Тарифы на электроэнергию в Российской Федерации (2006–2011 гг.),
(цент США/кВт.ч)**

Год	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Средний тариф	3,54	4,37	5,38	5,38	6,64	7,79
в т. ч. потребители <750кВА	4,84	6,06	7,79	7,28	9,57	9,90

С целью выделения причин данного факта рассмотрим структуру цены электроэнергии у конечного потребителя в различных регионах Российской Федерации [144]. В настоящее время цена электроэнергии складывается из следующих основных составляющих: стоимость электроэнергии и мощности, приобретаемой у оптовых и розничных производителей, стоимости услуг по передаче электрической энергии, сбытовой надбавки гарантирующего поставщика

и маржинального дохода. Вначале отметим, что произошло формирование достаточно сложной для анализа системы ценообразования – количество предельных уровней нерегулируемых цен (ПУНЦ) с учётом дифференциации по часам, уровням напряжения и группам потребителей составляет *более 70 000 значений*. Несмотря на это покажем, что в структуре цены электроэнергии для отечественного потребителя доля генерации в большинстве регионов не превышает одной трети. С этой целью рассмотрим отношение индекса равновесных цен (индекс РСВ), определённого по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперёд, средневзвешенного по объёмам планового почасового потребления, к фактической среднеотпускной цене электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии, средневзвешенной по объёмам цены отпуска электроэнергии гарантирующим поставщиком конечным потребителям, расположенным в его зоне обслуживания [37]. Эта величина изменяется в диапазоне от 0,26 – Тверская область до 0,93 – Республика Дагестан (столбец 2 табл. 1.9–1.11). Так как по данным [37] выручка от продажи мощности в 2011 году составила в среднем около 30–35 процентов в объёме годовой выручки генерирующих компаний, её влияние незначительно на полученное распределение.

Таблица 1.9

Отношение цен РСВ и у конечного потребителя, фактическая среднеотпускная цена электроэнергии у конечного потребителя в первой ценовой зоне

	Отношение цен, РСВ/у конечного потребителя	Фактическая среднеотпускная цена электроэнергии для конечных потребителей на территории обслуживания ГП, январь 2012, руб/МВтч	Объёмы электропотребления с 24.02.2012 по 01.03.2012 тыс. МВтч	Доля в электропотреблении субъектов, входящих в первую и вторую ценовую зоны
Тверская область	0,26	3 186	172,5	0,86%
Курганская область	0,26	3 136	99,6	0,50%
Брянская область	0,27	3 144	95,5	0,48%
Костромская область	0,28	3 042	82,4	0,41%
Псковская область	0,28	2 983	46,1	0,23%
Калужская область	0,29	3 008	110,1	0,55%
Ленинградская область	0,30	2 551	857,4	4,27%
Орловская область	0,30	2 822	58,8	0,29%
Московская область	0,31	2 737	2073,5	10,33%
Смоленская область	0,31	2 797	129,9	0,65%
Саратовская область	0,31	2 619	271,3	1,35%

Владимирская область	0,31	2 754	149,6	0,75%
Новгородская область	0,31	2 593	91,0	0,45%
Волгоградская область	0,31	2 788	384,6	1,92%
Тульская область	0,31	2 788	219,2	1,09%
Воронежская область	0,32	2 729	218,6	1,09%
Ярославская область	0,32	2 763	179,8	0,90%
Ростовская область	0,32	2 941	366,7	1,83%
Ивановская область	0,32	2 644	82,5	0,41%
Пензенская область	0,32	2 669	98,7	0,49%
Тамбовская область	0,32	2 678	76,4	0,38%
Республика Марий Эл	0,33	2 720	75,3	0,38%
Вологодская область	0,33	2 458	275,4	1,37%
Республика Мордовия	0,33	2 678	74,6	0,37%
Ульяновская область	0,33	2 483	129,5	0,65%
Курская область	0,34	2 398	169,4	0,84%
Астраханская область	0,35	2 619	98,1	0,49%
Республика Карелия	0,35	2 136	182,2	0,91%
Белгородская область	0,35	2 390	293,7	1,46%
Нижегородская область	0,35	2 458	481,5	2,40%
Липецкая область	0,36	2 407	204,6	1,02%
Самарская область	0,36	2 314	498,4	2,48%
Свердловская область	0,36	2 288	983,0	4,90%
Рязанская область	0,36	2 424	128,5	0,64%
Тюменская область	0,36	2 025	1 673,1	8,34%
Ставропольский край	0,37	2 941	199,6	0,99%
Чувашская Республика	0,37	2 415	118,7	0,59%
Краснодарский край	0,37	2 873	461,0	2,30%
Удмуртская Республика	0,38	2 331	205,1	1,02%
Пермский край	0,38	2 195	488,7	2,43%
Челябинская область	0,38	2 229	751,9	3,75%
Оренбургская область	0,38	2 373	375,6	1,87%
Кировская область	0,41	2 551	171,0	0,85%
Республика Татарстан	0,42	2 076	551,3	2,75%
Мурманская область	0,44	1 339	287,4	1,43%
Республика Башкортостан	0,45	1 924	537,1	2,68%
Республика Калмыкия	0,49	1 958	10,9	0,05%

Выделим из всех регионов, входящих в первую и вторую ценовую зону территории, где в соответствии с постановлением Правительства РФ от 2.12.2010 г.

№ 1172 установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков – республики Северного Кавказа и Республика Тыва (табл. 1.10). Можно видеть, что для всех регионов, где величина сетевой составляющей не регулируется данным постановлением (за исключением Республики Башкортостан и Республики Татарстан, Республики Калмыкия, Мурманской и Иркутской областей) рассматриваемый параметр находится ниже значения 0,41. То есть в структуре фактической отпускной цены электроэнергии для конечных потребителей доля, приходящаяся на стоимость передачи электрической энергии, сбытовую надбавку гарантирующего поставщика и маржинальный доход, значительно превышает большую часть «золотого сечения» (58 процентов), а для ряда регионов (Тверская, Курганская, Брянская, Костромская, Псковская, Калужская области, Забайкальский, Алтайский края) выше 70 процентов.

На графиках, построенных на основе данных табл. 1.9–1.11 (рис. 1.10–1.12), прослеживается зависимость между стоимостью электроэнергии для конечного потребителя и долей затрат, приходящихся в структуре себестоимости электроэнергии на генерацию электроэнергии.

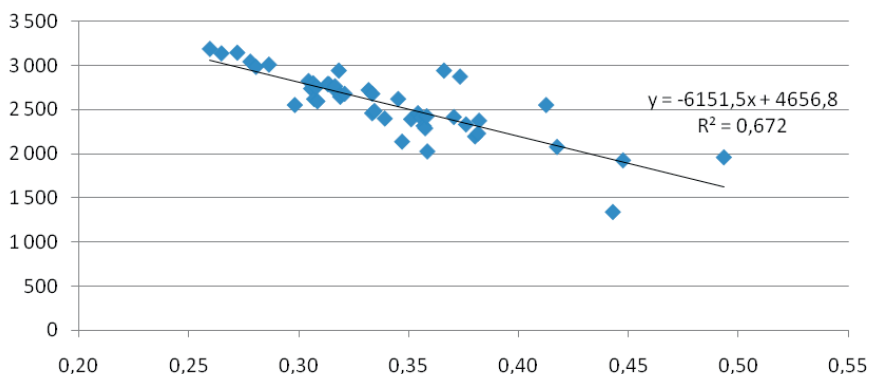


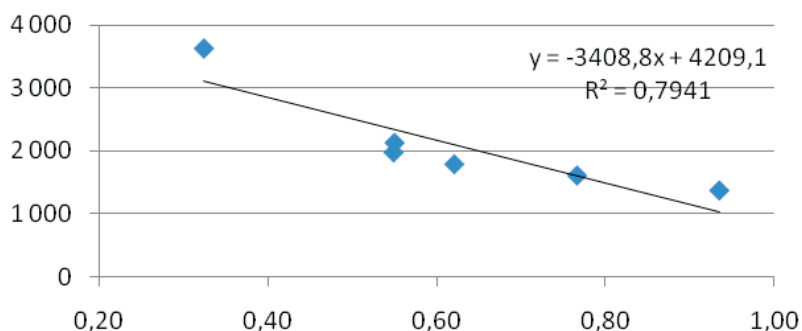
Рисунок 1.10. Зависимость отношения индекса цен РСВ к фактической среднеотпускной цене (руб./МВтч) электроэнергии для конечных потребителей на территории обслуживания ГП для первой ценовой зоны (Европа, Урал за исключением субъектов по ПП № 1172)

Таблица 1.10

**Отношение цен РСВ и у конечного потребителя, фактическая
среднеотпускная цена электроэнергии у конечного потребителя в регионах,
регулируемых ПП № 1172
(обозначение столбцов то же, что и в табл. 1.9)**

1	2	3	4	5
Республика Ингушетия*	0,32	3 619	16,2	0,08%
Карачаево-Черкесская Респ.*	0,55	1 975	27,8	0,14%
Респ. Северная Осетия – Алания*	0,55	2 127	51,2	0,26%
Кабардино-Балкарская Респ.*	0,62	1 788	35,4	0,18%
Чеченская Республика*	0,77	1 610	56,8	0,28%
Республика Дагестан*	0,93	1 373	143,3	0,71%
Республика Тыва*	0,31	2 153	18,6	0,09%

* В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 1172 от 2.12.2010 установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (поставка электроэнергии по регулируемым тарифам) для республик Северного Кавказа и Республики Тыва.

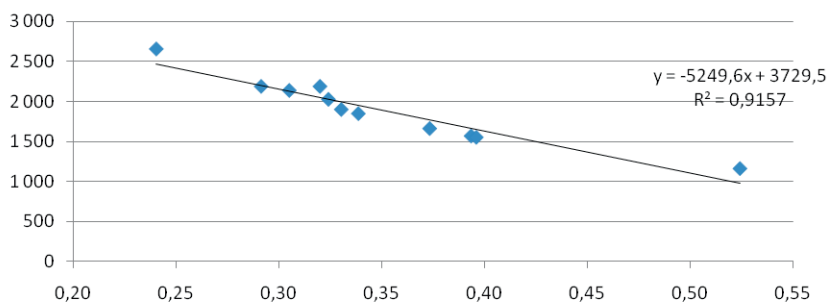


**Рисунок 1.11. Зависимость отношения индекса цен РСВ
к фактической среднеотпускной цене (руб./МВтч) электроэнергии для
конечных потребителей на территории обслуживания ГП
для республик Северного Кавказа и Республики Тыва**

Таблица 1.11

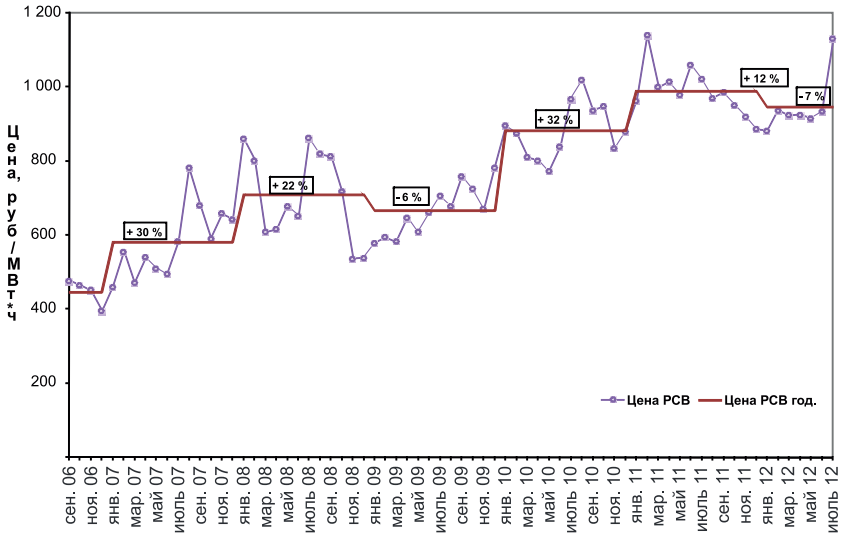
**Отношение цен РСВ и у конечного потребителя, фактическая
среднеотпускная цена электроэнергии у конечного потребителя
во второй ценовой зоне
(обозначение столбцов то же, что и в табл. 1.9)**

1	2	3	4	5
Забайкальский край	0,24	2 653	169,8	0,85 %
Алтайский край	0,29	2 186	237,5	1,18 %
Омская область	0,31	2 136	239,0	1,19 %
Республика Алтай	0,32	2 186	13,7	0,07 %
Республика Бурятия	0,32	2 025	122,9	0,61 %
Кемеровская область	0,33	1 898	713,9	3,56 %
Томская область	0,34	1 847	192,1	0,96 %
Новосибирская область	0,37	1 661	346,4	1,73 %
Красноярский край	0,39	1 568	901,9	4,49 %
Республика Хакасия	0,40	1 551	358,4	1,79 %
Иркутская область	0,52	1 161	1135,7	5,66 %

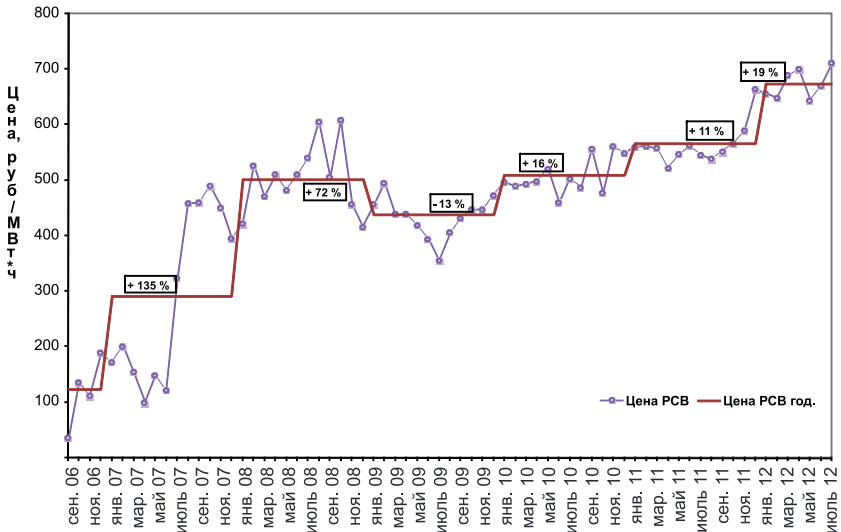


**Рисунок 1.12. Зависимость отношения индекса цен РСВ
к фактической среднеотпускной цене (руб./МВтч) электроэнергии
для конечных потребителей на территории обслуживания ГП
для второй ценовой зоны**

Если мы рассмотрим динамику цен на рынке на сутки вперёд, то увидим, что вклад генерации в рост стоимости электроэнергии с января 2010 года в первой и с января 2008 года во второй ценовых зонах минимален, что ведёт к дальнейшему снижению данного показателя (рис. 1.13 (по данным НП Совет рынка [37])).



Первая ценовая зона

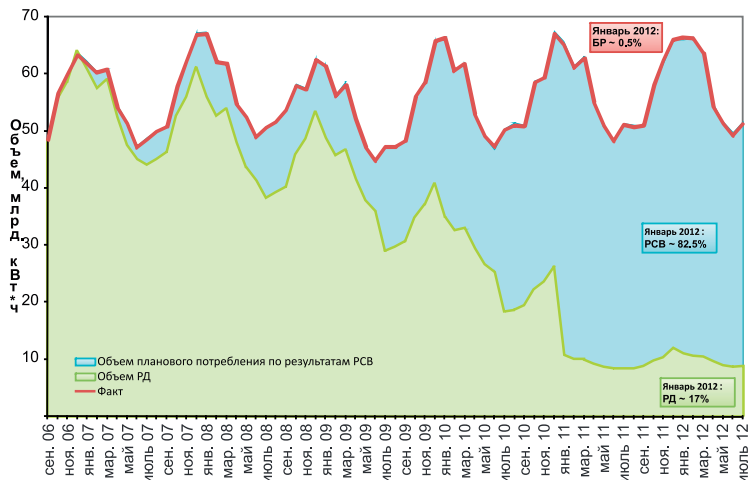


Вторая ценовая зона

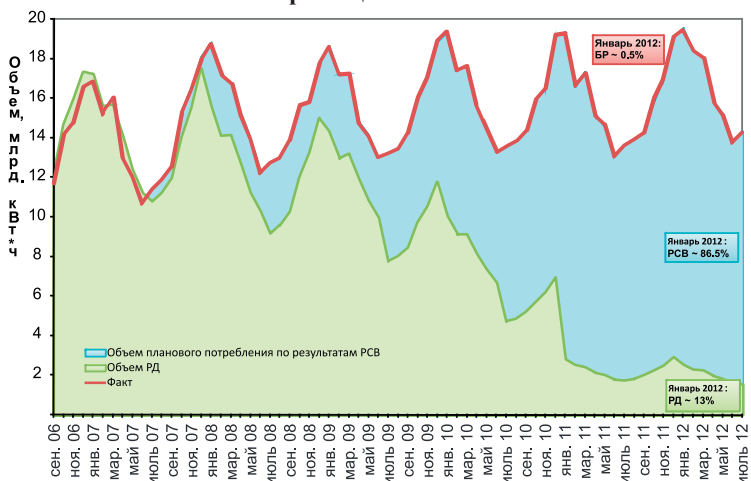
Рисунок 1.13. Динамика цен на рынке на сутки вперед, 2006–2012 гг.

Отметим, что относительная стабилизация стоимости генерации электроэнергии происходила при значимом росте доли продаж, на котором цена определяется «рынком на сутки вперед» и, соответственно, снижением объема регули-

руемых договоров (рис. 1.14 (по данным НП Совет рынка [37])), что указывает на удовлетворительное решение проблемы ценообразования на оптовом рынке электроэнергии на основе сегодняшней модели ценообразования на нём. Но, как мы видели, эта величина для большинства потребителей составляет меньшую часть «золотого сечения» в структуре конечной цены электроэнергии, и её стабилизация практически неуловима для них на фоне роста цен на сетевую и сбытовую составляющую.



Первая ценовая зона



Вторая ценовая зона

Рисунок 1.14. Динамика объёмов продаж электроэнергии на «рынке на сутки вперёд» и по регулируемым договорам 2006–2012 гг.

Интересно провести сравнение соотношения стоимости электроэнергии для категории «прочие потребители», которые подключены к сетям на различном напряжении в России. Например, в Костромской области в июле 2012 года «отношение предельных уровней нерегулируемых цен на электрическую энергию для объёмов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчётном периоде осуществляется почасовой учёт, и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по цене услуг в одноставочном выражении», составило: НН/ВН – 1,52/1; СН/ВН – 1,35/1; СН/ВН – 1,01/1 [38]. Для Московской области это соотношение в среднем составило: НН/ВН – 1,75/1; СН/ВН – 1,37/1; СН/ВН – 1,37/1 [28]. Отношение стоимости электроэнергии «прочих потребителей» ВН/НН для Ярославской области составляет 1,9/1, для Пермского края – 1,7/1 и так далее. Причиной является различие тарифов на услуги по передаче электрической энергии на высоком и низком напряжении, которые для Ярославской области и Пермского края составляют примерно трехкратную величину. Аналогичное соотношение можно наблюдать в целом ряде российских регионов (табл. 1.12).

Таблица 1.12

**Тарифы на услуги по передаче электрической энергии,
отпускаемой прочим потребителям (одноставочный тариф, руб./МВтч)**

Регион Российской Федерации, период действия	Напряжение			
	ВН	СН-I	СН-II	НН
Ярославская область с 1.01.2012 года [39]	884,26	1 291,66	1 526,38	2 704,95
Пермский край с 1.07.2012 года [40]	716,30	1 070,80	1 614,32	2 061,06
Алтайский край с 1.07.12 года [41]	734,06	1 296,39	1 478,31	2 540,91

В табл. 1.13 на примере Москвы показано, что подобные соотношения стоимости электроэнергии на высоком и низком напряжении сохраняются на протяжении десятилетия.

Таблица 1.13

**Динамика соотношения величин тарифов на электроэнергию высокого
и низкого напряжения для г. Москвы**

Дата	Отношение величины платы за мощность НН/ВН	Отношение одноставочного тарифа НН/ВН
01.03.2003	1,70	1,71
01.01.2004	1,93	1,79
01.01.2005	2,06	1,72
01.01.2006	2,04	1,68
01.01.2007	2,04	1,77
01.01.2008	1,87	1,77

Приведённые данные показывают, что усилия по снижению рисков замедления экономического развития Российской Федерации и стоимости электроэнергии должны быть приложены в первую очередь к снижению доли сетевых, сбытовых и прочих надбавок в структуре цены электроэнергии у конечного потребителя. При этом необходимо помнить, что конечный потребитель чувствителен только к окончательной стоимости энергии – результату деятельности энергетической отрасли, а вопрос структуры цены и распределения средств за оплату электроэнергии интересует его в значительно меньшей степени.

Как видим, российская промышленность имеет неконкурентоспособные цены электроэнергии, которые будут расти согласно прогнозам Министерства экономического развития Российской Федерации и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года [23, 24] быстрее, чем в период энергетического кризиса 1970-х годов в США.

Дополнительным сдерживающим фактором развития российской экономики является более высокий удельный расход энергии на выпуск продукции существующей отечественной промышленности. По показателю энергоэффективности (ВВП на единицу потребляемых энергоресурсов) Россия в 2,5 раза отстаёт от среднемирового уровня и в 2,7 раза – от уровня стран с высокими доходами [26], мировая доля электропотребления России превышает долю российского ВВП в мире в 3,75 раза [15] (рис. 2.1.14). В работе [42] отмечалось, что при производстве любого товара энергетические издержки – это произведение стоимости на количество потребляемой энергии. Следовательно, потребители неэффективной энергетики страдают дважды – от высоких тарифов и от завышенного количества потребляемой энергии. В итоге, согласно данным Е. М. Примакова на заседании «Меркурий-клуба» на тему «Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России» – 18.3.2010 года, затраты на энергоносители в структуре себестоимости продукции в России в среднем превышают аналогичные показатели в Китае в 1,7 раза, в 7 раз – в Соединённых Штатах, в 12 раз – в странах ЕС, что является одной из главных причин неконкурентоспособности нашей экономики [4]. Поэтому для экономического развития России стоимость электроснабжения имеет первостепенное значение. Как справедливо отмечается в работе [43], промышленность создаётся не для того, чтобы содержать энергетику, а для того, чтобы производить продукцию с использованием энергетики и зарабатывать деньги на тех рынках, куда она поставляет свою продукцию.

Энергосбережение в создавшейся ситуации является необходимым, но не достаточным условием для экономического развития. При условии реализации не только индикативных показателей по энергосбережению в объёме 40 процентов от потребляемых ресурсов по состоянию на 2010 год, но и уменьшению энергоёмкости ВВП до уровня развитых стран, цена энергоресурсов всё равно будет являться одним из лимитирующих факторов конкурентоспособности продукции Российской Федерации. Покажем правомерность данного утверждения на примере конкретного хозяйствующего субъекта. Согласно данным генерального директора агропредприятия «Солгонское» Бориса Мельниченко, за семь

лет (2004–2011 годы) предприятие снизило потребление энергии на 30 процентов в физическом измерении, но в деньгах величина платежей выросла на 300 процентов. Двадцать лет назад механическая сила обходилась предприятию в 4 коп., электрическая – в 1 коп. Сейчас они сравнялись и обходятся предприятию в 6 руб. Скоро ручной труд может стать дешевле электроэнергии [142]. Таким образом, можно утверждать, что экономическое развитие в России, которое неразрывно связано с востребованностью новых технологий, интенсификации производства, модернизации и тому подобное, вернулось на уровень, характерный для эпохи принятия плана ГОЭЛРО. Только необходимо отметить произошедшее качественное отличие: если для экономики страны 20-х годов XX века основной задачей была замена механического труда на основе электрификации народного хозяйства, то в результате реформирования энергетики последнего десятилетия вынужденным является снижение потребления электроэнергии, и в статус экономически эффективных переходят проекты замены электроприводов на механическую силу.

Этот вывод сделан на основе хозяйственной деятельности потребителя, снизившего потребление энергоресурсов на 30 процентов, что не могут поставить в заслугу себе как минимум 50 процентов российских предприятий. Таким образом, единичные решения на уровне одного потребителя, пусть даже реализованные в рамках грамотно продуманной программы энергосбережения, не в состоянии изменить ситуацию.

Не менее значимым сдерживающим фактором для развития экономики России со стороны энергетики является плата за подключение, которая сравнима, а в ряде регионов превышает стоимость строительства независимых генерирующих установок. То есть бизнес-план любого расширения существующего или создание нового производства должен предусматривать дополнительные затраты на энергоснабжение, которые могут превышать капитальные затраты на создание собственной генерации. Фактическое переключивание на вновь создаваемые и расширяющиеся предприятия требуемых инвестиций в развитие энергетики делает большинство проектов убыточными и сдерживает экономическое развитие страны.

Заметим, вывод об экономической нецелесообразности замены механической силы на электропривод, полученный из результатов хозяйственной деятельности агропредприятия «Солгонское», справедлив для хозяйствующего субъекта при условии отсутствия увеличения (в данном случае снижения на 30 процентов) объемов потребления энергоресурсов. Если же рассматривать проект реализации нового производства с обременением выполнения технических условий на подключение и последующей оплаты электричества по тарифам в три-четыре раза превосходящих стоимость электроэнергии в США (6 рублей и 6 центов США), то неизбежен вывод об очень грамотном блокировании экономического развития страны со стороны энергетики, которое принципиально невозможно изменить техническим регламентом, решением, постановлением, поручением какого-либо государственного учреждения. Можно высказать пред-

положение, что в настоящее время сформирована среда с высоким уровнем рисков и непредсказуемости, способствующая замедлению экономического развития, в которой любые мероприятия, включая программы энергосбережения, не способны изменить ситуацию.

Действительно, совокупность двух факторов – трех-четырёхкратное превышение стоимости энергии и трехкратная (в некоторых случаях десяти-пятнадцати (2000–2500 долл. США и 6–12 тыс. руб. в месяц)) более низкая стоимость рабочей силы в развитых странах и в российской глубинке создают предпосылки не к переходу на шестой (седьмой) технологический уклад, а к возвращению ко второму технологическому укладу (внедрение парового привода), а в ряде случаев к первому – периоду освоения водяного и ветряного колеса. Причём существующая стоимость выполнения технических условий на подключение к сети делает экономически нецелесообразной работу микро-ГЭС, ветряков и тому подобное параллельно с сетью и стимулирует развитие хозяйств, фактически являющимися натуральными, с локальными источниками энергии. В результате в качестве альтернативы генерации электроэнергии более быстро окупаемыми становятся предложения, основанные на технологиях демидовских времён, например: водяная или паровая турбина, трансмиссионный вал и ременные приводы для отбора мощности.

Полученный вывод справедлив не только для регионов с деградирующей и всеми забытой российской глубинкой, но и для наиболее высокотехнологичных производств. Приведём следующий пример. На электропривод циркуляционных насосов конденсаторов паросиловых турбин АЭС расходуется до 4–5 процентов мощности энергоблока. При реформировании электроэнергетики одной из инноваций было решение приравнять энергоснабжение собственных нужд электростанции к энергоснабжению промышленных потребителей. В результате АЭС стали покупать электроэнергию для собственных нужд (в том числе для электроснабжения циркуляционных насосов) по тарифам промышленных потребителей. Реализуемая электроэнергия стала в несколько раз ниже покупаемой для собственных нужд. В итоге данная инновация послужила стимулом для разработки проектов о замене электропривода циркуляционных насосов на паровой привод.

1.3. Энергоснабжение – фактор обеспечения возможности роста российской экономики

Как видим, стоимость энергоснабжения стала в ряде случаев лимитировать дальнейший рост потребления, порой становясь тормозом экономического развития, что подтверждает неразрывность связи стратегического и тактического аспектов ЭБ. В этой связи обратимся к истории развития энергетики на территории России и становления российской энергетической школы. Ведь ещё Уинстон Черчилль сказал: «Чем дольше смотрим назад, тем дальше видим вперёд».

Предыстория плана ГОЭЛРО показывает, что осознание необходимости его разработки зародилось и сформировалось в конце XIX – начале XX веков в период стремительной капитализации России. К 1915 году уже были разработаны проекты крупнейших станций будущего плана, сформулированы основные положения стратегии развития энергетики, осуществлены практические шаги по электрификации России.

В разгар Гражданской войны, ВЦИК и Президиум Высшего Совета Народного Хозяйства приняли решение о создании Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО). Окончательно план ГОЭЛРО был утверждён VIII съездом Советов в декабре 1920 года. План ГОЭЛРО должен был стать тем рычагом, с помощью которого возможно было поднять из руин разорённую войной страну. Это был первый не только в России, но и во всём мире перспективный план развития народного хозяйства [44]. План ГОЭЛРО был единой и всеобщей программой народнохозяйственного строительства и представлял собой единую концепцию возрождения и развития страны и её конкретных отраслей, а главным средством полагал максимально возможный подъём производительности труда на основе электрификации производственной деятельности. По сути дела, ГОЭЛРО стал в России первым государственным планом и положил начало всей последующей системе планирования в СССР, предвосхитив теорию, методiku и проблематику будущих пятилетних планов. Согласно расчётам Комиссии ГОЭЛРО финансовое обеспечение планировавшихся программ выглядело следующим образом:

Развитие энергетики (1750 тыс. кВт)	1,2 млрд. руб.
Расширение обрабатывающей промышленности на 80%	5,0 млрд. руб.
Расширение добывающей промышленности на 100%	3,0 млрд. руб.
Восстановление, улучшение и расширение транспорта	8,0 млрд. руб.
ВСЕГО	17,2 млрд. руб.

Структура сметы показывает, что *расходы на развитие энергетики в её сегодняшнем понимании закладывались в размере 7% от общего финансирования программы*. На первом месте находился транспорт (46,3 процента), на втором – обрабатывающая индустрия (29,2 процента) и на третьем – добывающие отрасли (17,5 процента). Это свидетельствует об общеэкономическом характере плана, охватывавшем вопросы развития всех важнейших секторов промышленности [2].

Как видим, электрификация народного хозяйства изначально являлась категорией на порядок более ёмкой в сравнении с сегодняшним определением энергетики, сформулированном в документах, определяющих развитие отрасли [9, 45, 46]. Поэтому рассмотрим вопрос взаимосвязи энергетики и электрификации

более подробно. На протяжении более 90 лет электрификация определяется как широкое внедрение в производство и быт электрической энергии, что повышает производительность труда и эффективность производства. Электрификация существенно изменила характер производства, уменьшив потребности в рабочей силе, освободив человека от тяжёлого физического и низкоквалифицированного труда, сделав труд более творческим [47]. Значение электрификации заключается в том, что она является основой для механизации и автоматизации производства, а также химизации производства, способствует повышению эффективности производства: увеличению производительности труда, улучшению качества продукции, снижению её себестоимости, увеличению объёма производства и прибыли на предприятии. Так, давно установлена прямая связь между производительностью и электровооружённостью труда [48].

Сущность электрификации состоит в органическом единстве производства электроэнергии и замены ею других форм энергии в различных сферах общественного производства, в той или иной мере использующих энергию. Уровень электрификации ещё не соответствует потребностям страны, возможности электрификации в развитии производительных сил страны ещё далеко не исчерпаны. По сути, завершился только первый этап электрификации, на котором использовались физические свойства электричества превращаться в механический и световой виды энергии. Это позволило электрифицировать главным образом силовые процессы, использующие энергию как двигательную силу. Закончился процесс вытеснения электричеством всех других энергоносителей и в освещении. Электрификация силовых процессов коренным образом преобразила двигательный аппарат и в соответствии с ним орудия труда отраслей материального производства, прежде всего промышленности.

Электрификация стала одним из главных направлений коренных преобразований промышленных технологий, потому что она обладает многими технологическими и экономическими преимуществами. Электрическая обработка повышает качество, надёжность и долговечность уже известных видов продукции, позволяет создать изделия с новыми потребительскими свойствами, что расширяет рамки производства и личного потребления [48].

На железнодорожном транспорте введение электротяги повысило пропускную и провозную способность однопутных линий в 1,5–2 раза, двухпутных – в 2–2,5 раза. Электрификация железной дороги обеспечила рост энерговооружённости, что привело к повышению производительности труда: на линиях с электротягой она почти в 1,5 раза выше, чем на линиях с тепловозной тягой, а в пригородном сообщении – более чем в 2 раза [49].

В сельском хозяйстве электрификация облегчила труд, повысила его производительность и культуру. Широкое использование электроэнергии на животноводческих фермах, в крупных комплексах и на птицефабриках позволило обеспечить освещение помещений, механизировать водоснабжение, поение животных, заготовку, хранение, приготовление и раздачу кормов, вентиляцию помещений, уборку, транспортировку, переработку и использование навоза

(птичьего помёта), создание и поддержание заданных режимов микроклимата и так далее. Кроме того, на фермах крупного рогатого скота электромеханизируют доение коров и первичную обработку молока; в птицеводстве – сбор и сортирование яиц, инкубацию цыплят; в овцеводстве – стрижку овец, обогрев и обсушку ягнят [50]. Электрификация работ в животноводстве повышает производительность труда при принятом методе содержания скота в 2,5–3 раза, а при переходе на прогрессивные способы содержания – в 10–15 раз [51].

Целенаправленная политика по проведению электрификации России позволила охватить её наиболее густонаселённые районы. Если в 1950 году только 15 процентов колхозов и 76 процентов совхозов использовали электроэнергию, то уже в 1973 году доля таких хозяйств возросла до 99,9 процента [52]. Несмотря на достигнутый уровень доступности электроэнергии на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, XXVI съезд КПСС поставил задачу дальнейшей последовательной электрификации народного хозяйства, как необходимого условия ускорения перевода экономики страны на интенсивный путь развития. Энергетическая программа СССР предполагала ускоренные темпы электрификации народного хозяйства. Подчёркивалось, что электрификация является важным фактором научно-технического прогресса, повышения качественного уровня и эффективности производства, роста производительности общественного труда и народного благосостояния. В заключительном решении съезда отмечалось, что *едва ли не большее значение, чем просто количественный рост энерговооружённости труда, имеет последовательно проводимый принцип опережающего роста качества используемой энергии* [52].

Неразрывная связь энергетики и электрификации, комплексный подход к вопросам производства и потребления электроэнергии позволил советской энергетической школе по целому ряду показателей достичь лучших мировых показателей как в электрификации народного хозяйства, так и в энергетике в её сегодняшнем понимании.

Несмотря на достигнутые показатели, в рамках работы *Министерства энергетики и электрификации СССР* отмечалось, что инженерно-технические работники недостаточно ведут работу по эффективному использованию машин и оборудования, комплексной механизации и электрификации производственных процессов, электрификация производственных процессов и удовлетворение бытовых нужд населения, особенно в сельской местности, осуществляются медленно [51].

Как известно, центральный аппарат Министерства энергетики и электрификации СССР по состоянию на 1990 год среди прочих подразделений включал в себя: Главное научно-техническое управление энергетики и электрификации, Главное производственное управление энергетики и электрификации, Главное производственно-техническое управление электрических сетей и сельской электрификации. В итоге осуществлялось, с одной стороны, стимулирование, а с другой, оптимизация потребления электроэнергии, а также контроль качества электроэнергии на государственном уровне. Безусловно, можно привести

множество примеров неоптимального управления энергопотреблением, как впрочем, и другими отраслями экономики, но нельзя отрицать сам факт (пусть недостаточного, далеко не эффективного, не успевающего, а тем более не опережающего требований, которые возникали в связи с появлением новых типов электроприемников) влияния государства на все участки неразрывного технологического цикла энергетики производство-потребление энергетических ресурсов. *По сути, изначально электрификация отражала интересы потребителя в энергетике, а с самоустранением государства от вопросов электрификации после упразднения Министерства энергетики и электрификации потребитель окончательно выпал из определения энергетики.* Запросы и инициатива потребителя, как правило, не могли быть решены на локальном уровне, а замыкались на центральные плановые органы. В этих условиях естественным образом произошло снижение внимания к проблемам конкретного потребителя, а затем и полное исключение последнего как одного из двух субъектов неразрывного процесса «производство-потребление энергии».

Исчезновение в СССР из понятия энергетики потребителя как её субъекта привело к гипертрофии роста количественных (валовых) показателей (кВтч, Гкал, МВт установленной мощности и т.д.), преимущественному решению проблем энергообеспечения путём увеличения поставок электроэнергии, без анализа и реализации альтернативных возможностей удовлетворения спроса потребителя, что усугублялось доступностью и дешевизной первичных источников энергии. Совершенствование и оптимизация энергопотребления оказались вне сферы интересов российской энергетики.

В последующем вопросы электрификации народного хозяйства не нашли отражения в государственном регулировании оптимизации потребления энергетических ресурсов. Например, после отмены «Правил пользования электрической и тепловой энергией» (приказ № 2 Министра энергетики от 10.01.2000), потребители перестали участвовать в поддержании напряжения на шинах нагрузок. В результате более 50 тыс. МВАр (устройств компенсации реактивной мощности у потребителей (БСК и СД)) выпали из энергетического баланса, появились проблемы с поддержанием (повышением) напряжения на шинах нагрузок, возросли потоки реактивной мощности по системообразующим и распределительным сетям к шинам нагрузок, ограничилась пропускная способность ВЛ по активной мощности и существенно возросли потери в сетях [53].

Необходимо отметить серию работ профессора МГОУ Проценко В. П. [42, 54], указывающих, что снижение внимания к проблемам потребителя произошло намного раньше ликвидации Министерства энергетики и электрификации СССР в 1991 году, что явилось одной из причин накопления проблем в энергетике, росту электроёмкости экономики.

Действительно, следует вспомнить, что Г. М. Кржижановский дал строгое определение энергетики, как структуры (системы), включающей и энергопроизводство, и энергопотребление. Это определение было принято Комитетом по терминологии АН СССР, но впоследствии заменено ведомственно-отраслевым аналогом, согласно которому под энергетикой стали понимать производство любого вида энергии отраслями ТЭК: топлива, электричества, теплоты. Как видим, сфера энергопотребления здесь отсутствует. Поскольку не только на практике, но и в науке, образовании используют именно это понимание энергетики, то следует ответить на вопрос: почему первая, а не вторая её трактовка, является строго научной? Ответ заключается в том, что все отрасли ТЭК производят промежуточную, а не конечную продукцию, под которой в энергетике понимается определённый результирующий эффект, а именно: обеспечение производства товаров и услуг, отопление, освещение, транспорт и т.д. И эффективный конечный результат может быть получен только при согласованном взаимодействии всех частей единой структуры – энергетики. Поэтому и планирование их развития должно быть только совместным, исключающим искусственное расчленение единого «организма» – энергетики [42].

Отраслевая трактовка энергетики не только создаёт иллюзию решения энергетической проблемы, но по существу отводит второстепенную роль отраслям коммунальной и промышленной энергетики, а также, что особенно важно, развитию технологий и устройств конечного потребления энергии. Последние вместе с отраслями ТЭК и коммунально-промышленным сектором делают энергетику замкнутой системой, назначением которой является обеспечение производства ВВП и жизнедеятельности общества в целом. Отсюда следуют разные подходы к развитию, а также критерии эффективности энергетики: не традиционно принятое на сегодняшний день опережающее наращивание мощностей ТЭК, а создание экономически обоснованных мощностей энергетики как сбалансированного элемента общественного хозяйства. Соответственно, необходимы разные подходы к её построению и, главное, качественно иные подходы к её оптимизации [54].

Одним из следствий подобного определения энергетики является более полувековое нежелание воспринимать конечное потребление, как отдельную сформировавшуюся отрасль и признать электрику [55] полноправной частью электроэнергетики.

Основные принципы построения существующей энергетической инфраструктуры в основном были заложены во второй трети XX века на этапе технологического развития, когда была чётко выражена экономия от масштаба, определившая экономически справедливый на тот период рост единичных мощностей оборудования. Вполне закономерным для энергетики, в которой потребитель «выпал» из рассмотрения, стала концентрация внимания на развитии

производства, повышении единичных мощностей энергоблоков (до 1200 МВт), роста напряжения линий электропередач (до 1150 кВ). По этим параметрам в 1980-е годы СССР достиг показателей, которые не только не повторены в мире по истечении четверти века, но и не получили в стране-разработчике дальнейшего развития и тиражирования, а порой даже поддержания в эксплуатации (ЛЭП 1150 кВ).

Отметим, что период развития электроэнергетики как отрасли народного хозяйства не намного превышает сотню лет. На протяжении большей части этого времени происходило закономерное обоснованное сопоставление электропривода и того источника механической энергии, вытеснение которого он обеспечивал – рабочего скота. Происходило постепенное вытеснение из топливно-энергетического баланса России рабочего скота с 50 млн т у.т. в 1913 г., до 10 в 1940 г. и до 5 в 1970 г. [56] и было сформировано представление о том, что электрификация и рост потребления электроэнергии неразрывно связаны. Однако оно не потеряло своей актуальности и остаётся справедливым в развивающихся странах, на что указывают данные о росте удельного (подушевого) потребления электроэнергии в этих странах (табл. 2.1.2) [20]. В Российской Федерации на протяжении, по меньшей мере, 30 лет, возможности замены всех механизмов, допускающих автоматизацию и перевод на электрический привод подошли к насыщению и дальнейший рост производительности труда возможен за счёт повышения эффективности использования существующего оборудования и замены его на более современные аналоги. Коэффициент электрификации стационарных рабочих машин приблизился к 100 процентам, после чего рост электровооружённости и необходимость роста потребления электроэнергии перестали быть доминирующими. Кроме того происходящая миниатюризация и построение систем управления на новых технических решениях приводят к снижению удельного потребления электроэнергии. Как отмечал академик Мелентьев Л. А., эффективность использования энергетических мощностей в бывшем СССР был стабильно выше, чем в США, а приведённое число часов работы электродвигателей значительно ниже [56]. Это является одним из доказательств того, что лимитирующим фактором роста производительности труда был не объём потребления электроэнергии, а недостаточная эффективность её использования потребителем; на протяжении десятилетий существовало отставание советской энергетики в области конечного потребления по сравнению с высокотехнологичным развитием генерации. То есть плановые задания по росту мощности энергосистемы и объёму выработки электроэнергии выполнялись, а вопрос эффективности использования установленных электроприемников находился за пределами компетенции энергетики. Таким образом, отставание в эффективности конечного потребления, а не недостаточная степень развития энергетики, которая происходила без взаимоувязки с интересами потребителя,

стало ограничивать экономическое развитие страны. В итоге формировалось два показателя: документальная оснащённость передовой техникой и фактическое её использование. Если по первому показателю СССР имел по ряду позиций лидерство, то электродвигатели и насосы с завышенными мощностными параметрами, перерасход энергетических ресурсов в секторе потребления, не входящем в определение энергетики, привели к непропорциональному росту удельной энергоёмкости экономики.

В связи с тем, что в СССР всегда первоочередным являлось развитие промышленности, а ЖКХ развивалось по остаточному принципу, начиная с создания Главного управления коммунального хозяйства (ГУКХ) НКВД РСФСР в 1921 году [57], вопросы потребления и эффективности использования энергии в жилом секторе, непосредственно в домохозяйствах были ещё менее актуальны, что привело к созданию наиболее энергозатратной отрасли экономики СССР – ЖКХ.

Не менее важным фактором явилось кратное увеличение предложения доступных и дешёвых энергетических ресурсов. Обоснованный в 60–70 годах XX века принцип «Энергии у нас много, а жильё надо строить быстро и дешёво» определил направление развития градостроения в СССР, а в последующем вопросы технической эксплуатации созданной системы. Эти принципы на момент их принятия не были в противоречии с основной установкой «экономика должна быть экономной». В самом деле, основные усилия необходимо прикладывать к оптимизации расходования лимитирующих ресурсов. На тот период таковыми являлись необходимость повышения благосостояния, снижения времени, которое тратили люди на отопление, пищуприготовление и так далее, а энергетические ресурсы были дешёвы, и создавать систему по минимизации их потребления не было первостепенной задачей. Однако в настоящее время трансформация соотношений стоимости ресурсов требует корректировки принципов, заложенных в построение существующей энергетической инфраструктуры.

Теперь перечислим ряд сетевых проблем, которые перешли на новый качественный уровень. Ещё до системной аварии в Московском энергоузле в мае 2005 года проектировщиком более 200 предприятий (Западно-Сибирского, Кузнецкого, Новосибирского, Карагандинского, Оскольского, Новолипецкого и других металлургических комбинатов), автором свыше 20 ГОСТов, нормалей, норм, указаний по проектированию и строительству профессором МЭИ Кудриным Б. И. отмечалось, что сети и существовавшая до 90-х годов генерация могли в большинстве регионов обеспечивать двукратное отклонение по нагрузке без системных ограничений. Но, несмотря на этот двойной запас (оплачиваемый на протяжении всего периода времени в конечном итоге потребителем), они оказались плохо приспособленными к рынку. Дело в том, что потоки элект-

троэнергии по стране были планово заданными. Априори директивно задавали источники, строили сети, при этом мощность генерации выбирали по оптимуму удельного расхода топлива на единицу выработанной электроэнергии. Очевидно, что для рынка генерация будет возникать стихийно, под потребителя, которому, вообще говоря, все равно: избыток мощности будет в районе (регионе) или дефицит. Замыкаясь на своих узкособственнических интересах (и это правильно), он у себя оптимизирует затраты на потребление электроэнергии. Массовое строительство потребителями генерирующих мощностей, когда они ставят своей целью обеспечение до 70–90 процентов общей расчётной нагрузки предприятия и совершенно не обращают внимания на возникшую недогруженность сетей энергоснабжающей организации, на относительно увеличивающийся рост потерь холостого хода в трансформаторных районных подстанциях, ведёт к разбалансированию работы региональных сетевых компаний. Как следствие – к снижению нормативных значений $\cos\varphi$ и росту сетевых потерь. Очевидно, что существующие принципы проектирования и строительства главных понизительных подстанций предприятий оказались не соответствующими новым рыночным отношениям, приведя к фактической их загрузке существенно меньше 70 процентов (установленных нормами), а в отдельных случаях – загрузке трансформаторов на уровне 15–20 процентов. Совершенно неясно, что делать с нынешним возможным двукратным запасом по районным подстанциям и сетям, по главным понизительным подстанциям и внутригородским магистральным сетям, по системным линиям ФСК. Одновременно не удовлетворяются требования потребительского рынка в той или иной точке системы. В качестве общего вывода можно сказать, что потокораспределение по сетям плановое, существовавшее ранее и нынешнее рыночное, организуемое сейчас, не эквивалентны [58]. Отметим, что за восемь лет после написания этой работы, сформулированные в ней проблемы только усугубились, в том числе в результате роста потерь преимущественно в распределительных сетях.

Следующей проблемой сетей в Российской Федерации является энергоснабжение небольших удалённых потребителей. Например, в Алтайском крае в 539 малых поселениях, где проживает около 52 тыс. чел., мы видим значительное количество мелких потребителей с незначительной среднегодовой мощностью потребления, которая обеспечивается сетями длиной до 70 км (рис. 1.15.). К прямым затратам по прокладке таких сетей добавляются полноразмерные расходы по их эксплуатации [59]. Потери в столь протяжённых маломощных линиях превышают объёмы потребляемой энергии, а трансформаторные мощности зачастую загружены в пределах 10 процентов, вопросы компенсации реактивной мощности, как правило, не решены.

Мы видим, что существующая технология электроснабжения на основе радиальных не резервированных цепей 6–10 кВ ненадёжна, требует повышенных затрат материальных и трудовых ресурсов на её создание и эксплуатацию.

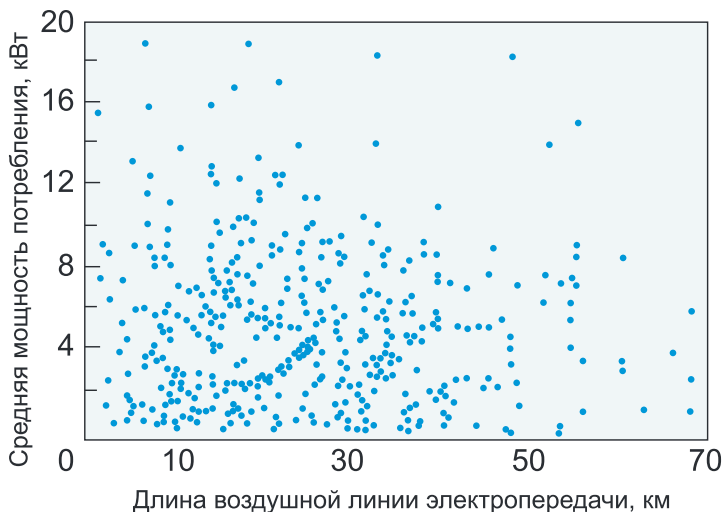


Рисунок 1.15. Пространственное распределение электропотребления в Алтайском крае 2009 г. (точками обозначены поселения)

В Российской Федерации системы электроснабжения сельских районов напряжением 6–10 кВ имеют общую протяжённость 1184 тыс. км, ВЛ 0,38 кВ – 826 тыс. В эксплуатации находится около 500 тыс. трансформаторных пунктов 6–10/0,4 кВ. В процессе их строительства осуществляли курс на удешевление стоимости сетей. Доля алюминиевых проводов малых сечений до 50 мм² (а нужно не менее 70 мм²) составляет в ВЛ 6–10 кВ почти 25 процентов, а 30 процентов ВЛ 0,38 кВ смонтирована проводами сечением до 25 мм², что не обеспечивает пропускную способность. Сети 6–10 кВ значительно больше оптимальной длины 8–12 км (более 25 км – 13,3 процента, более 50 км – 2,2 процента), поэтому надёжность сельскохозяйственных потребителей составляет 70–100 часов перерывов в электроснабжении в год (в развитых странах – 7–10 ч/год), у 35 процентов сельскохозяйственных потребителей не обеспечивается напряжение, падающее вечерами до 190–200 В, несимметрия по фазам в сетях 0,4 кВ доходит до 50 процентов [58]. Аналогичные оценки надёжности энергоснабжения отмечаются и в работе [60]: *на сегодняшний день около 40 процентов линий выработали нормативный ресурс и более 80 процентов нуждаются в техническом перевооружении, длительность отключений потребителей составляет порядка 70 ч в год на один фидер, что на два порядка выше, чем в технически развитых западных странах.* Мировая инженерная практика говорит о том, что воздушные ЛЭП напряжением 10 кВ протяжённостью 10 км без резервного (автономного) электроснабжения не позволяют организовать нормальное товарное производство (при отключении электричества продукты портят-

ся, скот остаётся не доенным, не кормленным, не поенным. Цыплята, поросята и другой молодняк – погибают) [52]. (Отметим при этом, что по данным исследования Национальной лаборатории им. Л. Беркли, ежегодные экономические потери от перерывов электроснабжения в США доходят до 80 млрд. долл. Существенную величину составляют при этом социальные потери, связанные с нарушением привычного образа жизни, а также со снижением уровня здоровья людей, а в некоторых случаях – и летальными исходами [43].)

Среднее число повреждений, вызывающих отключения ВЛ напряжением до 35 кВ, составляет около 25 на 100 км линий в год. Надёжность распределительных сетей существенно ниже, чем сетей более высокого класса напряжений. На долю первых приходится 70–75 процентов общего числа повреждений в энергосистемах. Сети 6–35 кВ удалены от системных генерирующих источников двумя-тремя ступенями трансформации [61].

Отметим, что по мере насыщения производства и быта электронными приборами у потребителя возрастают требования к обеспечению качества электроэнергии. Принципиально отличаются требования к качеству и надёжности энергоснабжения, необходимых для замены лучины или керосиновой лампы на бытовое электроосвещение, и для современных технологических процессов. Это связано с более высоким уровнем компьютеризации, являющейся источником повышения производительности экономики XXI века, необходимостью последовательного замещения станочного парка на новые модели, неотъемлемой частью которых является электронное управление. Для надёжной работы современных станков предъявляются требования к качеству электроэнергии, устойчивое соблюдение которого весьма проблематично в российской глубинке. Для организации промышленного производства на основе современного оборудования, а также автоматизации и компьютеризации производственного процесса требования к качеству энергоснабжения являются более жёсткими, чем для сельскохозяйственного производства. Причём требование компьютеризации экономики является повсеместным, универсальным и постоянно возрастающим. Например, в США в настоящее время более 10 процентов электроэнергии потребляется компьютерным оборудованием. Мы видим, что во всём мире наблюдается возникновение и развитие целого ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике: общая тенденция к повышению уровня автоматизации процессов; появление и развитие новых технологий, устройств и материалов, в том числе и в других отраслях, потенциально применимых в сфере электроэнергетического производства, и, в первую очередь, нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий; повышение требований потребителей к набору и качеству услуг [43].

Говоря о надёжности электроснабжения, нужно отметить существенные недостатки в методических указаниях (МУ) Минэнерго России (приказ № 296 от

29.06.2010 г.) по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для электрических сетевых компаний [62]. В упомянутых МУ показатель надёжности электрической сети не привязан к потребности потребителя в надёжности его электроснабжения с запросом о возможной длительности перерыва в электроснабжении и теряемой мощности при его отключении (возможного недоотпуска электроэнергии и размера ущерба от него). Однако в [62] рассчитывается некоторый средний показатель продолжительности прекращения передачи электроэнергии по сети на одну абстрактную точку сети без учёта класса напряжения, присоединённой мощности в этой точке. *Другими словами, в МУ потребитель не учтен при расчете так называемого показателя надёжности.* Кроме того, в МУ произошла подмена понятия качества поставляемого товара (электроэнергии) понятием качества обслуживания (качества менеджмента). Качество электроэнергии (как товара) определено в ГОСТ 13109–97 по ряду показателей, учёт которых в тарифах на электроэнергию определялся ещё в доперестроечный период по дополнительному прејскуранту в виде скидок (надбавок) к тарифам на электроэнергию за снижение качества электроэнергии по вине энергоснабжающих организаций или по вине потребителей [63]. Однако в МУ учёт качества электроэнергии как товара отсутствует [64].

В результате в максимум нагрузки в осенне-зимний период на вводах в жилые помещения в отдельных регионах наблюдаются крайне низкие уровни напряжений (до 160–170 В), то есть отклонение напряжения у потребителей в 2–3 раза превышает допустимое по ГОСТ 13109–97, что не позволяет обеспечить нормальную работу электроприёмников и зачастую приводит к выходу их из строя. В связи с этим многие индивидуальные потребители вынуждены приобретать и устанавливать достаточно мощные стабилизаторы напряжения для поднятия уровня напряжения. Однако стабилизаторы напряжения, являясь электроприёмниками с достаточно низким коэффициентом мощности, способствуют ещё большему росту потерь напряжения [65].

И если при изначально спроектированных расчётных режимах в планово работающей экономике соблюдение стандартов по качеству электроэнергии являлось достаточно сложной задачей, то по истечению трети века с переходом энергосистемы на отмеченные выше нерасчетные режимы, обеспечение в российской глубинке возможностей экономического развития с применением современного оборудования является фактически невозможным. Подчеркнём, что речь идёт не о районах автономного энергоснабжения, составляющих более 70 процентов России, а о территории, на которой охват централизованным электроснабжением составлял 99,9 процента ещё по состоянию на 1973 год.

Если мы определим электрификацию, как механизм повышения производительности труда, позволяющий использовать современные электронные приборы, станки, средства автоматизации и так далее в совокупности с обеспечением надёжного и качественного энергоснабжения для его реализации, то этому определению будет соответствовать не территория централизованного электроснаб-

жения, а несвязанные участки, совпадающие с крупными городами, некоторыми воинскими объектами, покрывающие значительно менее 5 процентов территории России. В случае усиления этого определения требованием возможности заявительного подключения новых электроприемников, повышающих производительность труда, то этой дефиниции будут удовлетворять островные участки, преимущественно совпадающие с территориями промышленных предприятий, снизивших объёмы производства и, как следствие, имеющих возможность подключения нового оборудования в счёт старых лимитов мощности. Очевидно, что только на этой территории в настоящее время может рассматриваться вопрос о возможности беспрепятственной со стороны энергетики модернизации отечественной экономики и развития производства.

Покажем, что данная ситуация приводит к рискам, далеко выходящим за отраслевые рамки энергетики. В самом деле, невозможность обеспечения стабильного энергоснабжения существующего промышленного или сельскохозяйственного производства является одной из причин обезлюдивания более 95 процентов территории страны. Согласно данным председателя Наблюдательного совета Института демографии, миграции и регионального развития и главы «Движения развития» Крупнова Ю. В. [66], наибольшая убыль населения зафиксирована именно в русской глубинке, особенно требующей развития – Нечерноземье и на Дальнем Востоке. Так перед 1917 годом самым заселённым был так называемый Среднерусский регион – от Новгородской до Костромской области, который в наши дни становится одним из самых малозаселённых. Ещё век назад там проживали около 12 миллионов жителей, а теперь – в 5 раз меньше [67]. На примере структуры отпуска электроэнергии по уровням напряжения ОАО «Псковэнерго» можно видеть, что практически половина отпущенной электроэнергии потребляется на напряжении 0,4 кВ и более трети на 6 (10) кВ (табл. 1.14 [68]). Поэтому высокая стоимость электроэнергии конечным потребителям на низком напряжении имеет ключевое значение для этого региона страны.

Таблица 1.14

**Структура отпуска э/э ОАО «Псковэнерго» по уровням напряжения
за 2009 г.**

	тыс. кВтч	%
Всего отпущено, в т. ч.	1 607 872	100
ВН (110 кВ)	236 283	14,7
СН1 (35 кВ)	15 922	0,99
СН2 (6,10 кВ)	558 971	34,76
НН (0,4 кВ)	796 696	49,55

Основной миграционный наплыв приходится на крупные города (где, как показано выше, можно говорить о состоявшейся электрификации) за счёт малых городов и поселений, что является для развития многих из них настоящим приговором. Гиперурбанизация – это отражение национальной стратегии, точнее – её отсутствия. Развитие малых городов, сохранение провинциальной городской культуры жизненно необходимо России, но государство не предпринимает никаких мер в этом направлении. России нужны не несколько промышленно-финансовых анклавов посреди вымирающей страны, а равномерное заселение её пространств с учётом климатических условий [67], что без качественного энергоснабжения в XXI веке невозможно. Именно отсутствие качественного электроснабжения и как следствие невозможность расширения производства, развития малого и среднего бизнеса – одна из причин обезлюдивания российских территорий, что приводит к рискам потери контроля над этими обширными, ранее густонаселёнными пространствами. Условием прекращения этого процесса является обеспечение энергоснабжения, при котором можно формулировать задачи развития высокотехнологичных производств в малых населённых пунктах Российской Федерации. Собственно говоря, это и есть задача их электрификации, причём именно в том понимании, какое придавалось этому понятию более 90 лет назад В. И. Лениным и Г. М. Кржижановским.

Можно сделать заключение, что *в начале второго десятилетия XXI века электрификация, как основа повышения производительности труда, не осуществлена более чем на 95 процентов территории Российской Федерации* и обеспечение условий со стороны качественного энергоснабжения для проведения модернизации не только в крупных городах, но и в глубинке, является ключевым для сохранения территориальной целостности Российской Федерации.

1.4. Возможность обеспечения стратегического аспекта энергетической безопасности Российской Федерации на основе традиционных решений

Как видим, на основе предлагаемых традиционной энергетикой подходов, обеспечение качества энергоснабжения, необходимого для модернизации страны даже в условиях фактического двукратного сетевого резервирования (которое в конечном итоге послужило одной из причин роста стоимости электроэнергии в России до значений более высоких, чем в странах Северной Америки и ряде стран Европы), оказалось нерешаемой задачей.

Дальнейший рост кратности резервирования за счёт развития электрических сетей и строительства новых электростанций, несмотря на техническую реализуемость, в условиях территориальной протяжённости страны приведёт к ещё более высоким тарифам на электроэнергию. Причём максимальное удорожание произойдёт для удалённых населённых пунктов (подобных расположен-

ным в правой части рис. 1.15), где платёжеспособность потребителей заведомо ниже в сравнении с крупными городами.

Проведём мысленный эксперимент с целью ответить на вопрос: возможно ли при сегодняшнем уровне цен на электроэнергию, изношенности энергетической инфраструктуры и т.д., с одной стороны, и отсутствием возможности обеспечения качественного энергоснабжения на 95 процентов российской территории – с другой, обеспечить условия для модернизации экономики на основе традиционных решений энергетики XX века. Предположим, что в течение короткого промежутка времени (например, месяца) все электростанции повысят свой КПД до технически достижимого уровня; менеджмент генерирующих компаний в качестве целевой задачи будет рассматривать снижение издержек, а не увеличение прибыли компаний; проведённая реконструкция будет произведена на привлечённые невозвратные средства и, как следствие, это не приведёт к росту стоимости электрорэнергии; будут реализованы все возможные усовершенствования, оптимизации, энергосберегающие мероприятия и так далее, повышающие эффективность работы генерирующих компаний. Очевидно, что стоимость генерации уменьшится. Предположим, что произойдёт 2-кратное снижение стоимости. Вопрос – как изменится стоимость кВтч у конечного потребителя.

По-видимому, ответ будет следующим. Как было показано в первом разделе, в цене электроэнергии конечного потребителя доля генерации в настоящее время в большинстве регионов не превышает 40 процентов. Поэтому реализация всех технически возможных по состоянию на сегодняшний день инноваций в генерирующих компаниях приведёт к уменьшению цены на электроэнергию у конечного потребителя не более чем на 20 процентов. Данная величина будет нивелирована на фоне постоянного роста тарифов энергоснабжения (более 12 процентов/год) менее чем за два года. Как видим, *при сегодняшнем механизме ценообразования в энергетике совокупный народнохозяйственный эффект от замены паросиловых на парогазовые установки; перехода угольных блоков на суперсверхкритические параметры; создания энергетической установки с комбинированным парогазовым циклом и газификацией угля; строительства более экономичных АЭС; повышения коэффициента использования топлива, перехода на замкнутый ядерный цикл и так далее; повышение качества управления генерирующими установками; оптимизация режимов работы генерации; вывод из эксплуатации неэффективных энергоблоков; снижение издержек на ремонт мощностей и тому подобное, конечный потребитель практически не ощутит.*

Из этого, на первый взгляд парадоксального, а по существу системного вывода, следует, что в стратегическом аспекте *ЭБ Российской Федерации находится в институциональной ловушке.*

Можно высказать предположение, что традиционное развитие энергетики – рост мощности энергосистемы в результате строительства крупных энерго-

блоков с последующим увеличением пропускной способности магистральных сетей согласно [46], является крайне финансово затратным в условиях Российской Федерации, что в конечном итоге не будет способствовать повышению стратегической ЭБ, а напротив будет стимулировать, как показано выше, замену электроэнергии более доступными (но не более эффективными) источниками механической энергии.

Попутно отметим, что при условии признания электроэнергетики рыночным сектором экономики только на этот объём средств (20 процентов от реализации электроэнергии) можно рассчитывать для финансирования модернизации генерирующих мощностей. Этот бюджет определяет гипотетическую верхнюю границу для финансирования отечественного энергомашиностроения при условии ввода в эксплуатацию отечественного оборудования, устранения оппортунизма при принятии решений о путях модернизации генерации на всех уровнях. (Оппортунизм – преследование личного интереса с использованием коварства. Подобное поведение включает такие явные формы, как ложь, воровство или мошенничество, но едва ли ограничивается ими [69]). Если учесть, что по факту не менее 85 процентов новых мощностей являются импортными или выполнены на основе лицензионного оборудования, то сама постановка вопроса строительства новой отечественной генерации, включая развитие энергетического машиностроения, атомную энергетику и так далее, на 15 процентов от 1/5, т.е. на 3 процента от выручки электроэнергетики, является вряд ли корректной. В пределах данного бюджета необходимо обеспечить поддержание научных школ, десятилетия их упорной работы, включая проведение новых разработок, доведение опытных образцов до промышленного использования, внедрение, обкатку, налаживание серийного производства, включая все риски, возникающие на этом длительном пути и так далее.

Усугубляет ситуацию наличие роста доли капитальных затрат на энергоснабжение среди общих инвестиций в развитие экономики. Действительно, если в структуре затрат плана ГОЭЛРО доля затрат на развитие энергетики составляла 7 процентов, то согласно оценкам, применительно к энергетике бывшего СССР, имеет место следующая картина. На развитие только ТЭК без ведомственных электростанций и котельных расходуется около 35 процентов всех капиталовложений в промышленность, а с их учётом – 42 процента, с учётом сопряжённых затрат в неэнергетические отрасли, обеспечивающие функционирование и развитие ТЭК, – 50 процентов, с учётом энергохозяйств потребителей конечной энергии, то есть для энергетики страны в целом – 67 процентов. Для российской энергетики, включающей основную часть энергетики бывшего СССР, эти показатели вероятно не ниже. Отсюда следует, что на товарпроизводящие отрасли российской промышленности приходится около 1/3, а на обеспечивающие энергетику – 2/3 капиталовложений. Без качественной модернизации энергетики страны, позволяющей изменить структуру капиталовложений, невозможно говорить об эффективности энергетики и экономики, как и рассчитывать на планируемый экономический подъём

[54]. Переход на более высокие параметры при выработке электроэнергии (повышение рабочих температур ГТУ, переход на ССКП), а также ужесточение экологических требований и, как следствие, развитие безуглеродных технологий, реализация проектов по кооптации углекислого газа и так далее в дальнейшем будут определять относительный рост капиталоемкости энергетики в случае её развития по традиционному сценарию. Таким образом, дальнейшее движение в направлении гиперцентрализации энергетики будет способствовать дополнительному росту её не только абсолютной, но и относительной капиталоемкости. Приведённые факты указывают, что, основываясь только на традиционном варианте развития энергетики, обеспечить ЭБ страны практически невозможно. Это даёт основание предположить, что необходима реализация проектов, дополняющих существующую систему энергоснабжения.

В заключение отметим, что при сегодняшней ситуации стихийная, не контролируемая государством установка электрогенерации дополнительно приводит к снижению ЭБ. В самом деле, если на систему производится воздействие, то система переходит в состояние, в котором влияние этого воздействия минимально. Поэтому реакцией потребителя на рост стоимости энергоснабжения стала стихийная установка собственных, в большинстве случаев автономных, генераторов электроэнергии. Собственной генерацией обзаводится не только большинство элиты – крупные магазины, общественные здания, больницы принимают решение о строительстве независимых источников. Статистические данные о реализации в России энергетического оборудования в 2004–2007 годах показывают, что суммарный объём реализованного оборудования для малых ТЭС превышал данный показатель для большой энергетики в 1,4 раза [70]. За 2010–2011 годы в Россию везено оборудование для малой и средней генерации мощностью 1,2 ГВт. В 2011 году импорт возрос вдвое, в первом полугодии 2012 года рост продолжается. Таможенная стоимость оборудования для распределённой генерации, поступившего на пункты досмотра в Москве и Петербурге, в 2011 году составила 552 млн. долл. США, увеличившись к прошлому году в 1,66 раза, в 2010 году прирост к 2009 году составил 2,21 раза [71]. При этом у государства нет никаких механизмов влияния на выбор качественных характеристик стихийно ввозимого оборудования. Это приводит не только к риску возможности управлять режимом работы импортными установками вне зависимости от желания эксплуатирующего персонала, системного оператора и т.д. (что по сути является новым негативным фактором для ЭБ), но и к необходимости включать в тариф произведённой ими энергии издержки на последующее обслуживание. Не секрет, что стратегия поведения на рынке ряда компаний – это изначальная продажа оборудования по минимальной цене с последующем получении прибыли на протяжении жизненного цикла его эксплуатации за счёт поставки комплектующих, осуществления технического обслуживания и так далее. В отношении импортных ГТУ данная проблема рассмотрена в [72], где показано, что они очень дороги в обслуживании (капитальный ремонт через 50 тыс. ч работы с вывозом установки на завод-изготовитель или специальный сер-

висный центр). Лицензионное производство проблемы не решает, поскольку: 1) как показывает опыт покупки лицензии на ГТЭ-160 у Siemens, зарубежные компании продают устаревшие разработки и 2) наиболее важные и дорогостоящие элементы ГТУ (лопатки первых ступеней) производятся за рубежом. Станции с импортным оборудованием попадают в зависимость от зарубежных поставщиков и будут оплачивать сервис за любую цену (хотя уже были случаи консервации ГТУ при получении счёта на капитальный ремонт) [72]. Немаловажным вопросом, снижающим ЭБ, является риск последующей технологической зависимости российской генерации от фирмы поставщика.

Электроэнергетика является одной из главных инфраструктурных отраслей, создающих условия (почву) для развития экономики, бизнеса и общества, поэтому ситуация здесь должна в целом контролироваться государством (но предприятия должны иметь право на собственные источники энергии) [72].

В настоящее время предприятия сооружают независимую генерацию без выхода в энергосистему. Фактически это является путём перехода к натуральному хозяйству в электроэнергетике – отрасли экономики, где с момента её зарождения существовала и активно использовалась синергия от учёта преимуществ географического положения Российской Федерации в нескольких часовых поясах, естественного наличия и специального разнесения максимумов нагрузки разных групп потребителей по времени суток, комбинированной выработки тепла и электроэнергии для пространственно разнесённых потребителей, использования возможностей разных типов генерации (АЭС, ГЭС) для обеспечения максимума эффективности использования оборудования, взаиморезервирования генерации, сетевой инфраструктуры и так далее. Так, только за счёт параллельной работы электростанций, расположенных в разных часовых поясах, в ЕЭС России на 8 млн. кВт снижается потребность в рабочей и резервной мощности [73]. Напомним, что основными доводами в пользу работы электростанции в рамках энергосистемы, как и объединения энергосистем, являются: уменьшение суммарного резерва мощности; улучшение использования мощности и энергии гидроэлектростанций одной или обеих систем; уменьшение суммарного максимума нагрузки объединяемых энергосистем; взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций и, в частности, гидроэлектростанций; взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузки; взаимопомощь систем в проведении ремонтов [74], что ведёт к повышению надёжности энергоснабжения и при условии корректно работающих экономических стимулов снижает издержки. При автономной работе эти преимущества становятся нереализуемыми.

В случае массового появления генераторов, не объединённых в систему, формируется риск развала единой энергосистемы за счёт автономизации энергоснабжения, так как потребители решают вопрос организации собственного энергоснабжения своими силами, в том числе за счёт собственной генерации. Таким образом, сегодняшние проблемы в организационно-экономических во-

просах ЭБ и устранение государства от их решения неизбежно приведут к снижению технико-технологической надёжности энергоснабжения.

При этом несмотря на цены, превышающие в ряде случаев мировой уровень и кажущуюся достаточность финансовых средств для выполнения инвестиционных программ по поддержанию энергетики на высоком уровне, согласно исследованиям НГТУ 2010 года износ объектов коммунальной инфраструктуры в России составлял в среднем 60 процентов, имея явную тенденцию к росту: котельных – 55 процентов, сетей водопровода – 65 процентов, сетей канализации – 63 процента, тепловых сетей – 63 процента, электрических сетей – 58 процентов, водопроводных насосных станций – 65 процентов, канализационных насосных станций – 57 процентов, очистных сооружений водопровода – 54 процента, очистных сооружений канализации – 56 процентов, трансформаторных подстанций – 57 процентов. Но есть и иные проблемы. Износились люди, износилось отношение людей к работе, износились опытные кадры. Иначе говоря, действуют совершенно другие факторы, которые во многом определяют системную надёжность [11]. В настоящее время половина производственных фондов в электроэнергетике и нефтедобыче, более трети в газовой промышленности, около 60 процентов в угольной отрасли и 80 процентов в нефтепереработке превысили проектные ресурсы работы. Практически исчерпаны и вступили в фазу падающей добычи все действующие крупные месторождения газа. Свыше 2/3 угольных шахт эксплуатируется более 30 лет, причём только 15 процентов используемого в них оборудования отвечает мировому уровню. Это ведёт к вынужденному продлению ресурсов работы оборудования и нарушению технической безопасности энергообъектов, к увеличению ремонтных затрат, наконец к росту угрозы массового выхода оборудования из строя [54]. Следствием является повышение вероятности возникновения аварий на энергетических объектах, аналогичных взрыву на шахте «Распадская» и аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

Выскажем и в последующем сделаем попытку доказать следующее положение: ключевой проблемой вышеописанной ситуации является *постепенное размывание системного подхода при построении энергообеспечения Российской Федерации*. Одним из следствий является рассмотрение энергетического комплекса региона с точек зрения различных ведомственных институтов, сектор «большой энергетики» (электроснабжение и частично теплоснабжение от ТЭЦ) развивается практически без связи с системами жизнеобеспечения (электро-, тепло-, водо-, газоснабжения) муниципальных образований, отсутствуют механизмы для оптимизации потребления ресурсов потребителем, особенно некалтифицированным потребителем – населением. Это свидетельствует о том, что главная черта постпереходной российской экономики – её фрагментарность, то есть распадение на отдельные слабо связанные фрагменты [75] в полной мере относится к системам жизнеобеспечения – энергетике и ЖКХ. Они перестали быть «единым народнохозяйственным комплексом» как с точки зрения единого управления, так и системного функционирования и приобрели явные

черты несистемности, фрагментарности. Не предусмотрена и по факту отсутствует координация взаимодействия не только между отдельными системами жизнеобеспечения, но и в рамках одной подотрасли, например, в электросетях возникают ситуации, когда подстанции и ЛЭП Единой национальной сети построены, а строительство соответствующих распределительных сетей задерживается. Введённые объекты долгие годы не используются на полную мощность [76]. Даже в Москве встречаются ситуации, когда нагрузка новых подстанций не превышает 7 процентов. Это большие новые подстанции, стоимость которых сотни миллионов рублей. По стране таких подстанций тоже хватает. Местными органами власти утверждались инвестиционные программы и строились подстанции, которые никому не нужны [77].

Для фрагментарной экономики характерны и низкий уровень взаимного доверия агентов, и вытекающая отсюда несклонность к долговременным инвестициям. В такой экономике низка эффективность использования всех видов ресурсов, поскольку фрагментарность препятствует их перетоку в точку наивысшего спроса. Концепция «точек роста», или «полюсов роста», как локомотив экономической динамики непригодна для фрагментированной экономики. Это обстоятельство снижает ценность локальных проектов и затрудняет переход к так называемой проектной экономике [75].

Выводы

Можно выделить две взаимосвязанные компоненты энергетической безопасности: тактическую и стратегическую. Если в тактической компоненте определяющим является надёжность (включая живучесть) энергоснабжения, то в стратегической – защищённость страны от завышенной стоимости энергоснабжения, которая может приводить к сдерживанию экономического роста или даже невозможности поддержания нормального функционирования общества и экономики при минимальном или нулевом экономическом росте. В стратегическом аспекте ЭБ Российской Федерации находится в институциональной ловушке. С одной стороны требуется повышение качества и надёжности энергоснабжения, что требует дополнительных инвестиционных затрат. С другой – стоимость электроэнергии для конечного потребителя, превысив показатели большинства развитых стран, уже является лимитирующим фактором социально-экономического развития, в ряде случаев определяя предпочтения потребителей перехода на другие, более дешёвые (но менее эффективные) по сравнению с электроэнергией, источники механической энергии.

Изменение распределения потребления энергии в результате перехода от плановой к рыночной экономике является одной из причин перехода на отличные от изначальных проектных режимы работы сетей, что в совокупности с возрастающей степенью их износа привело к росту длительности вынужденных отключений потребителей более чем на порядок по сравнению с развитыми странами, снижению качества и надёжности энергоснабжения. В связи с низ-

ким качеством электроснабжения можно утверждать, что электрификация, как механизм повышения производительности труда, позволяющий использовать современные электронные приборы, станки, средства автоматизации в совокупности с обеспечением надёжного и качественного энергоснабжения для его реализации, состоялась на несвязанных участках, совпадающих с крупными городами, некоторыми воинскими объектами, покрывающие значительно менее 5 процентов территории России. Электрификация народного хозяйства изначально являлась категорией на порядок более ёмкой в сравнении с сегодняшним определением энергетики, в которое не входит потребление энергии, что привело к переходу на второстепенный план коммунальной и промышленной энергетики, а также развитие технологий и устройств конечного потребления энергии.

Выпадение потребления из определения энергетики и перемещение его интересов на второй план привело к доминированию проблем производства энергии над оптимизацией потребления и стало одной из причин непропорционально энергоёмкой структуры экономики России.

Продолжение сформировавшихся тенденций роста стоимости энергоснабжения в числе прочих факторов замедляет экономическое развитие, возвращая страну в эпоху первого и второго технологического укладов и натурального хозяйства.

Высокие издержки сетевых компаний привели к снижению доли генерации в структуре стоимости электроэнергии конечного потребителя в большинстве регионов до уровня менее 40 процентов. В результате при существующем механизме ценообразования в электроэнергетике даже двукратное снижение издержек генерации электроэнергии (верхняя граница эффекта от реализации всех новейших технологических решений) останется практически незамеченным для конечного потребителя.

Это даёт основание предположить, что необходимо формирование условий, в которых реализация проектов, дополняющих существующую систему энергоснабжения, станет экономически привлекательна как для субъектов электроэнергетики, так и для потребителей.

Глава 2. Альтернативное направление развития энергетики Российской Федерации

Обеспечить электроэнергией растущие потребности экономики можно двумя способами: в результате нового строительства энергетических объектов и более эффективным использованием существующих мощностей путём увеличения их загрузки. В качестве характеристики, определяющей эффективность использования оборудования, рассмотрим число часов использования мощности (ЧЧИМ (час/год)) [141]. Аналогичным, не менее распространённым параметром, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), который определяется посредством деления ЧЧИМ на число часов в году (8760) и может изменяться от 0 до 1. Значения ЧЧИМ получены как отношение годового объёма произведённой электроэнергии к установленной мощности всех генерирующих источников, которые страна представила для учёта международной статистикой.

Посмотрим на динамику ЧЧИМ в СССР и Российской Федерации. ЧЧИМ СССР возростал с развитием научно-технического прогресса до 4966 часов в 1986 году, как это показано на рис. 2.1, который в интервале до 1990 года построен на основе данных статистики СССР для всех электростанций, например [78], а после 1991 года на основе материалов U. S. Energy Information Administration [79]). Для того, чтобы можно было в последующем провести сравнительный анализ с другими государствами, будем рассматривать только средний ЧЧИМ, равный отношению годового производства электроэнергии в государстве к общей установленной мощности всех электрогенерирующих мощностей. Данная оговорка для дальнейших выводов имеет существенное значение, так как при рассмотрении, например, «числа часов использования среднегодовой установленной мощности станций общего пользования СССР» этот параметр в 1986 году составил 5280 часов, из них тепловых – 5745 часов, гидроэлектростанций – 3503 [78]. Ещё большего количества оговорок потребует сопоставление данных, взятых из статистических и отраслевых источников. Например, в табл. 2.1 рассчитано ЧЧИМ каждой территориальной энергосистемы СССР 1979 г. на основе данных [80].

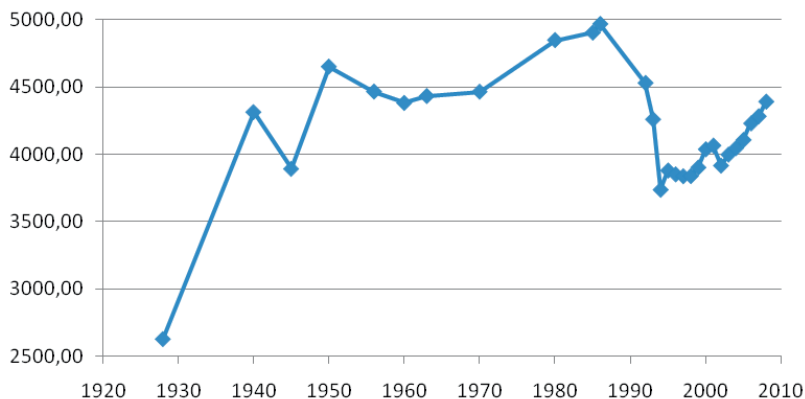


Рисунок 2.1. ЧЧИМ энергетики России (до 1991 г.– СССР)

Таблица 2.1

**Основные показатели объединённых энергетических систем СССР
за 1979 г.**

Энергетические системы	Установленная мощность электростанций, млн. кВт	Выработка электроэнергии, млрд. кВтч	ЧЧИМ
ЕЭС СССР, в том числе	211,5	1094,5	5175
Центра	36,3	189,2	5212
Средней Волги	14,9	73,8	4953
Урала	29,8	177,3	5950
Северо-Запада	24,9	121,9	4896
Юга	44,1	243,6	5524
Северного Кавказа	9,9	46,8	4727
Закавказья	10,3	40,9	3971
Казахстана	7,8	43	5513
Сибири	33,4	158,1	4734
Отдельные объединённые системы			
Средней Азии	17,5	66,5	3800
Дальнего Востока	7,2	30,1	4181
Всего по ОЭС	236,2	1191,2	5043

Эффективность использования энергетических мощностей была основополагающим параметром в становлении советской энергетики, и уже в 1940 году при мощности энергосистемы 11,20 ГВт было произведено 48,3 млрд. кВтч.

Достигнутое значение ЧЧИМ (4312 ч/год) было превышено в Великобритании спустя более полувека – в 1992 году, ЧЧИМ энергетики Франции достигло данного уровня только в 1995–96 годах и уверенно его перешагнуло в XXI веке (при условии, что доля АЭС в производстве электроэнергии Франции превышает 73,5 процента, начиная с 1988 года). Данный уровень ЧЧИМ до сих пор не достигнут энергетикой Японии. Последовавшее снижение ЧЧИМ энергетики СССР в годы войны было преодолено в послевоенные годы. В 1950 году эффективность использования энергетических мощностей в СССР составила 4650 часов/год: было произведено 91,2 млрд. кВтч при мощности энергосистемы 19,61 ГВт. В последующем системный подход отечественной энергетической школы позволил СССР планомерно повышать ЧЧИМ на протяжении 1960–1991 годов и по уровню эффективности использования энергетических мощностей стать лидирующей энергосистемой в мире.

Следует заметить, что достигнутые параметры обеспечивали необходимый уровень резервирования и были рассчитаны с учётом всех рисков для всех электростанций СССР с учётом аварийного, частотного, эксплуатационного и прочих типов резервов, предусмотренных для обеспечения надёжности энергоснабжения в СССР, включая «бронированных» потребителей электроэнергии [81]. Так как доля «бронированных» потребителей в Российской Федерации в результате многократного снижения производства на предприятиях ВПК по сравнению с СССР значительно уменьшилась, то, по-видимому, отсутствуют предпосылки для обоснования увеличения по сравнению с СССР доли резервных мощностей.

С распадом СССР в 1991 году и сокращением промышленного производства в Российской Федерации произошло резкое снижение ЧЧИМ до 3377 часов в 1994 году с последующим ростом до 2008 года. В настоящее время ЧЧИМ Российской Федерации превысил довоенный уровень СССР только в 2008 году (4282 часа – 2007 год, 4390 – 2008 год). Следует заметить, что ЧЧИМ в РСФСР был одним из самых высоких среди союзных республик, загрузка энергетических мощностей в РСФСР превосходила аналогичный показатель республик Средней Азии, Кавказа и западных территорий СССР и фактически кривая ЧЧИМ РСФСР лежит выше кривой СССР, представленной на рис. 2.1.

С учётом этого факта, и даже не принимая во внимание падение производства электроэнергии в 2009 году, можно утверждать, что *ЧЧИМ в Российской Федерации по состоянию на 2011 год не достиг довоенного уровня РСФСР.*

Теперь проведём более подробный сравнительный анализ динамики ЧЧИМ СССР и России с другими странами на основе данных [79]. Если до 1990 года СССР занимал лидирующие позиции, уступая в некоторые годы только ЮАР, то в настоящее время, утратив лидирующие позиции по данному показателю, Россия отстаёт от таких стран, как Южная Корея, Индонезия, Ямайка, технологическое развитие которых и значение ЧЧИМ значительно уступало СССР (рис. 2.2).

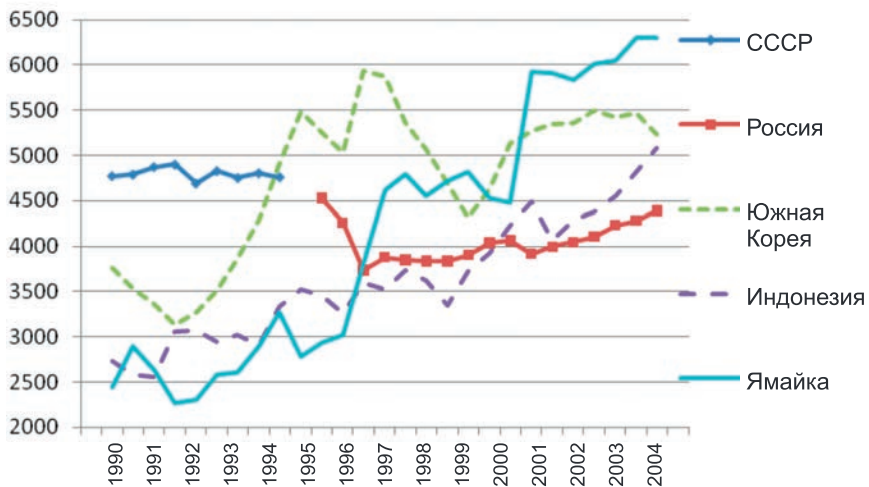


Рисунок 2.2. ЧЧИМ стран с наиболее высокой величиной (Ямайки, Южной Кореи, Индонезии) и ЧЧИМ России

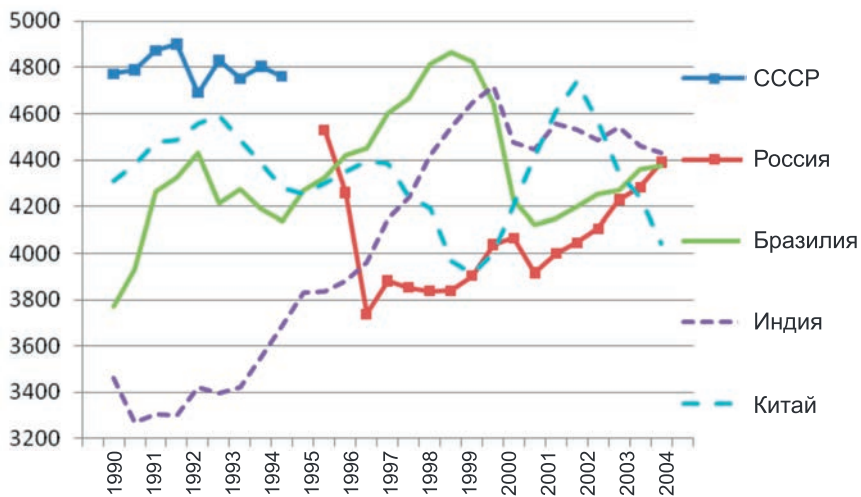


Рисунок 2.3. Динамика ЧЧИМ стран БРИК

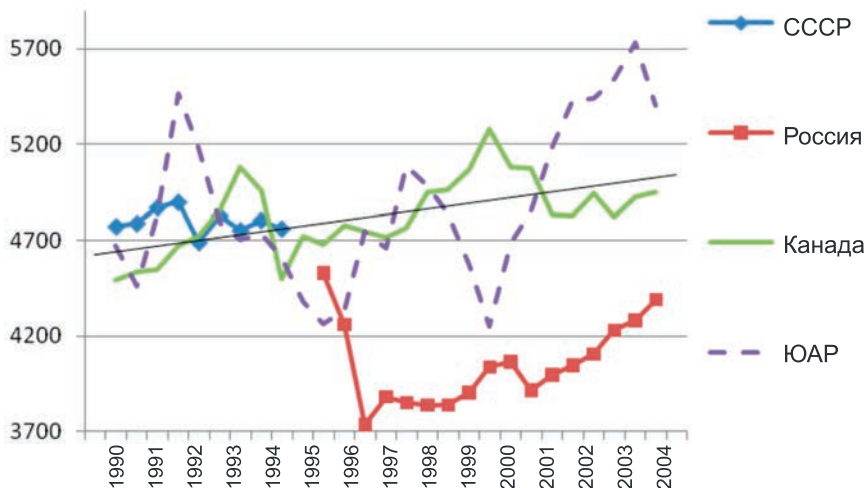


Рисунок 2.4. Динамика ЧЧИМ стран лидеров по состоянию на 1980 г. (линия тренда указывает динамику среднего ЧЧИМ Канады)

В настоящее время ЧЧИМ Российской Федерации находится на одном уровне с Бразилией, Индией и Китаем (рис. 2.3), в то время как страны, находившиеся в 1980 году на сопоставимом уровне с СССР по эффективности использования энергетических мощностей – ЮАР и Канада, значительно её опережают. На рис. 2.4 можно видеть, что с уровня 4500 часов/год 1980 года, который в СССР был достигнут на тридцать лет ранее – в 1950 году и уверенно преодолен в начале 1970-х годов (рис. 2.1), энергетика Канады перешла на 5000 часов/год (линия тренда на рис. 2.4), а ЮАР – на 5500 часов/год. По-видимому, это является одной из причин самой низкой стоимости электроэнергии в этих странах точно так же, как более чем в полтора раза более низкой цены электроэнергии в Южной Корее по сравнению с Японией и Сингапуром (рис. 2.5).

Так как экономический кризис, начавшийся в 2008 году, существенно снизил потребность в электроэнергии в результате спада мировой экономики, приведём данные о ЧЧИМ в некоторых странах по состоянию на докризисный 2008 год.

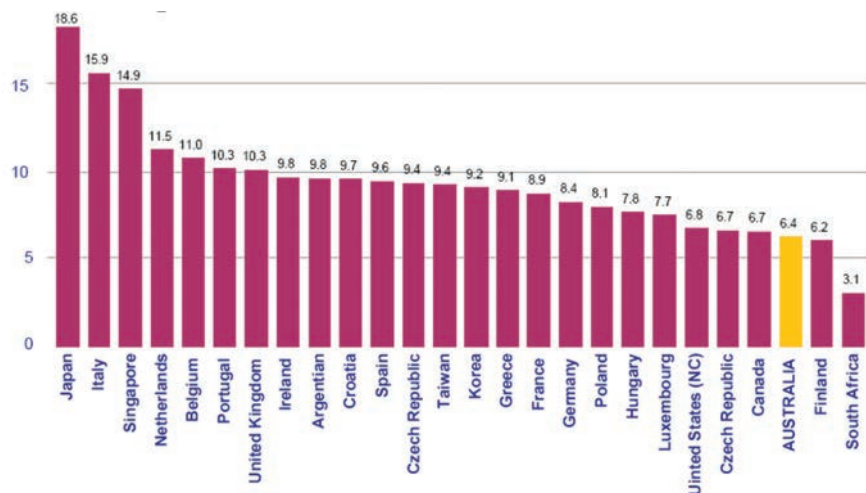


Рисунок 2.5. Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей (центы 2010 г.) [82]

Таблица 2.2

Мощность и ЧЧИМ энергосистем (2008 г.)

Страна	ЧЧИМ	Страна	ЧЧИМ	Страна	ЧЧИМ
Ямайка	6302	Турция	4516	Кипр	4208
Исландия	6271	Мадагаскар	4512	Среднемировое значение ЧЧИМ	4131
Тайвань	5440	Новая Зеландия	4509	Беларусь	4106
ЮАР	5407	Польша	4471	США	4078
Египет	5290	Кувейт	4445	Нидерланды	4074
Южная Корея	5236	Пакистан	4438	Казахстан	4050
Венесуэла	5109	Индия	4429	Китай	4041
Индонезия	5078	Финляндия	4424	Иран	3808
Канада	4953	Россия	4390	Аргентина	3727
Сирия	4917	ОАЭ	4389	Япония	3619
Саудовская Аравия	4891	Венгрия	4381	Украина	3350
Ирак	4803	Бразилия	4375	Куба	3149
Бельгия	4680	Австралия	4364	Испания	3138
Алжир	4653	Болгария	4320	Италия	2991
Франция	4599	Мексика	4290	Дания	2746
Чили	4586	Швеция	4274	Португалия	2729
Израиль	4537	Германия	4270	Армения	1856
Норвегия	4536	Великобритания	4227	Грузия	1827

Сопоставление данных табл. 2.2 и рис. 2.5 показывает, что в странах с низким ЧЧИМ, например Италии и Японии, стоимость электроэнергии выше, чем в странах, где эффективность использования энергетических мощностей выше. В этой связи для Российской Федерации повышение эффективности использования установленной мощности становится первоочередной задачей, так как стоимость электроэнергии в России в настоящее время превышает уровень ряда развитых промышленных стран, являясь одной из причин низкой конкурентоспособности отечественной продукции [21].

Анализ развития энергетик различных стран указывает, что ЧЧИМ 6000 часов/год и более является вполне технологически достижимым параметром в настоящее время. Например, ЧЧИМ энергетики острова Ямайка, начиная с 2001 года, уверенно держится на уровне выше 5900 часов/год и превысило 6300 часов/год в 2007–2008 годы.

Это даёт основания предполагать, что в долгосрочной перспективе, например, к 2030 году, существуют предпосылки для увеличения ЧЧИМ до величин более 6000 часов/год в результате появления новых технических решений по выравниванию графика нагрузки.

Таким образом, можно утверждать, что существует технологическая возможность обеспечить уровень ЧЧИМ энергетики Европейской части Российской Федерации 5500–5700 часов/год. Как показывают данные табл. 2.1, ещё в 1979 году эти значения были достигнуты в региональных энергосистемах СССР: Юга и Казахстана, а в Уральской энергосистеме вплотную подошли к значению 6000 час/год.

Данное положение даёт основание для заключения о целесообразности смещения приоритетов в развитии энергетики Российской Федерации. С этой целью требуется провести сравнительную оценку капитальных вложений, необходимых для строительства новых энергетических мощностей, предусмотренных Энергетической стратегией развития энергетики России до 2030 года, и изменения энергетической политики, направленной на повышение эффективности использования существующих мощностей. Для реализации второго варианта требуется комплексный подход, основанный на формировании энергоэффективной среды, основанной на взаимодействии потребителей с производителями электроэнергии.

Глава 3. Проблемы фрагментарного подхода к энергоснабжению

3.1. Проблема разуплотнения графика потребления электроэнергии

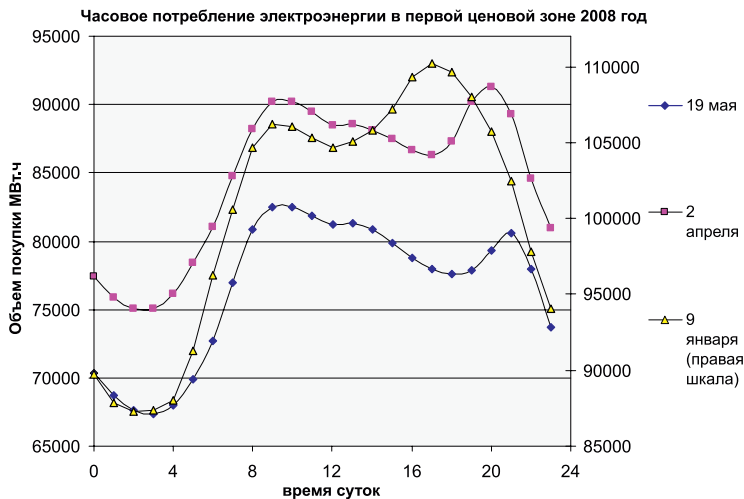
Снижение ЧЧИМ энергетических мощностей вызвано ростом сезонных и суточных пиковых нагрузок в единой электроэнергетической системе страны, которая представляет уникальную техническую систему с вовлечёнными в единый технологический процесс производства, трансформации, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии большого количества энергетических объектов, принадлежащих разным собственникам [36]. Для определения основных закономерностей энергопотребления в Российской Федерации, определяющих неравномерность графика загрузки, построим суточные графики потребления электроэнергии в различные периоды времени. Так как задачей является определение долгосрочных тенденций, как и в предыдущих разделах, будем рассматривать данные до начала кризиса августа 2008 года. Экономический кризис повлиял на профиль графика нагрузки, уменьшив в первую очередь потребление промышленности, поэтому закономерности на основе динамики кризисного периода не будут иметь долгосрочного характера.

Рассмотрим зависимость объёма покупаемой энергии от времени суток для первой ценовой зоны, включающей в себя Центр, Северо-Запад, Волгу, Урал, и для второй ценовой зоны – Сибирь на примере трёх докризисных рабочих дней 2008 года на основе данных Администратора торговой системы ОАО «АТС» [83]:

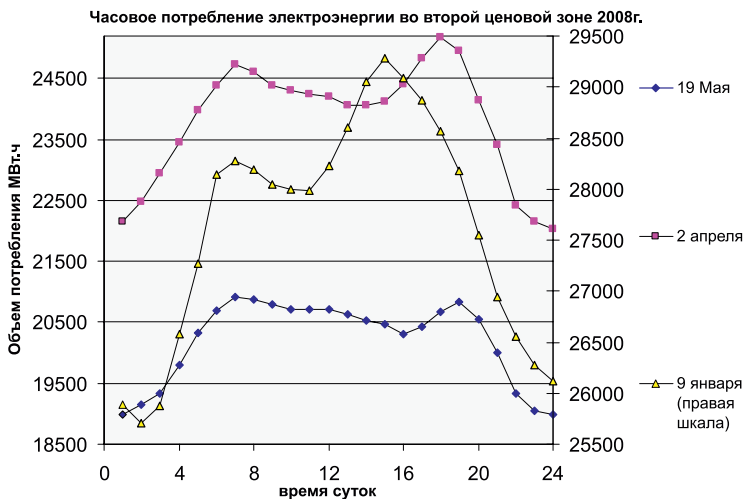
- максимум потребления при минимальной среднегодовой температуре – 9 января;
- день «межсезонья», при плюсовой средней температуре на большей части территории Российской Федерации в отопительный период – 2 апреля;
- летний день с тепловой нагрузкой вне отопительного периода, определяемой ГВС и технологическими нуждами – 19 мая (рис. 3.1) [146]. Летний день выбран в середине мая – это время, когда на большинстве территории России закончился отопительный период, но оно не совпадает с временем максимальных летних температур, вызывающим рост электропотребления на кондиционирование помещений (рис. 3.6).

Пиковая нагрузка 9 января больше максимума летнего дня в первой ценовой зоне на 34,8 процента, во второй ценовой зоне – на 41 процент, поэтому параметр график потребления зимнего дня проградуирован по правой шкале на рис. 3.1 а и 3.1 б. Пиковая нагрузка первой ценовой зоны на 280 процентов больше пиковой нагрузки второй ценовой зоны (110 ГВт и 29 ГВт соответственно). Базовая нагрузка зимнего дня составляет 73,6 процента от суточного максимума (87 ГВт – база, 110 ГВт – пик). Суточный диапазон регулирования (9 января) вблизи прохождения пика нагрузок равен 26,4 процента для первой

ценовой зоны (Европейская часть и Урал) и 14 процентов для второй ценовой зоны (Сибирь), что позволяет предположить, что вопрос суточного регулирования нагрузок в первую очередь требует решения в европейской части Российской Федерации.



(а) Первая ценовая зона



(б) Вторая ценовая зона

Рисунок 3.1. Часовое распределение нагрузок потребления электроэнергии (2008 г.)

Отметим, что график для 9.01.2008 года на рис. 3.1 незначительно отличается от суточного графика электрической нагрузки крупного промышленного района в зимний период (рис. 3.2), представленного в монографии Маргуловой Т. Х. «Атомные электрические станции», регулярно издаваемой на протяжении 25 лет (первое издание 1969 года, пятое – 1994 год) [84]. Мы видим неизменность формы кривой суточных нагрузок, что свидетельствует о сформировавшихся и практически неизменных устойчивых на протяжении нескольких десятилетий закономерностях в потреблении электроэнергии. При этом произошло увеличение соотношения между суточным максимумом и минимумом нагрузок, что объясняется снижением доли потребления трехсменными промышленными предприятиями. Основной вклад в формирование пика нагрузки вносит коммунально-бытовое потребление, а также двухсменные и односменные промышленные предприятия. К данной категории промпредприятий в основном относятся потребители малоэнергоемких отраслей промышленности, как правило, расположенные в непосредственной близости от жилой застройки, в противоположность от энергоёмких предприятий ТЭК, металлургии, химической, цементной, целлюлозно-бумажной промышленности и тому подобное с относительно постоянным профилем потребления.

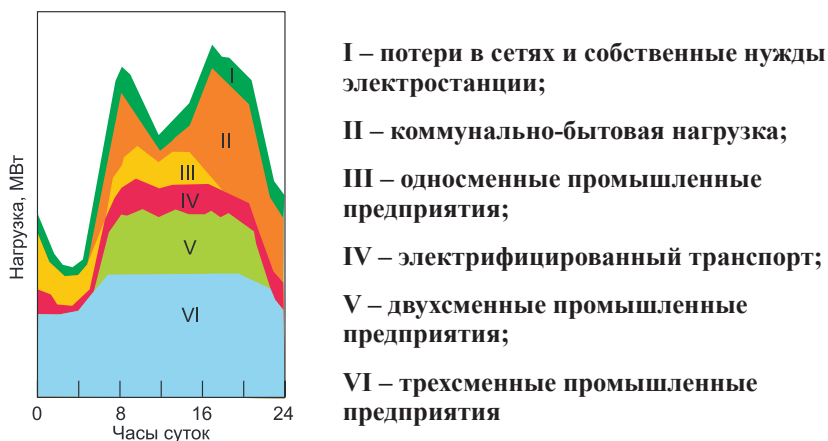


Рисунок 3.2. Полный суточный график электрической нагрузки крупного промышленного района в зимний период

На важность учёта коммунально-бытовой нагрузки при поиске механизмов выравнивания графика нагрузки и увеличения ЧЧИМ энергетики России указывает прогноз структуры увеличения потребления электроэнергии. В качестве иллюстрации изменения структуры потребления электроэнергии приведём оценку перспектив прироста потребления электроэнергии в различных отраслях экономики в Московской области, выполненную ГУП МО «НИиПИ градостроительства» при разработке Схемы тепло- и электроснабжения Московской

области до 2020 года [85]. Московская область выбрана на том основании, что в Российской Федерации максимальный темп роста ВВП и потребления электроэнергии в 2000–2008 годах наблюдались в Московском регионе, при этом данные показатели Московской области превышали аналогичные значения Москвы. Преобладающая часть прироста (58 процентов) будет обеспечена увеличением потребления в жилищно-коммунальном секторе (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Прогнозируемый уровень прироста электрических нагрузок по Московской области до 2020 г.

№ п/п	Потребитель	Расчётная электронагрузка на новое строительство до 2020 г.	
		тыс. МВт*	доля (%)
1	Жилищно-коммунальный сектор всего, в том числе:	4,22	58
1.1	городская местность	2,20	30
1.2	сельская местность	2,02	28
2	Промышленный сектор	2,04	28
3	Рекреация	0,40	5
4	Неучтённые потребители (7–10%)	0,64	9
5	Итого: по области	7,30	100

* нагрузка приведена к шинам 10 кВ центров питания.

В связи с этим в дальнейшем изложении основное внимание уделим проблемам энергоснабжения населённых пунктов Российской Федерации, полагая, что основной объём потребления в нём составляет жилищно-коммунальный сектор. Достоверность вывода о преобладании коммунально-бытовой нагрузки подтверждает Концепция обеспечения надёжности энергоснабжения Московского региона, выполненная в Российской академии наук [86]. Согласно представленным в ней материалам, в Москве в декабре 2004 года абсолютная величина и доля электропотребления промышленности и комбыта в суточном графике нагрузки составляла 26,4 млн. кВтч (14,4 процента) и 21,5 млн. кВтч (66,4 процента). Увеличение доли коммунально-бытовой нагрузки в общем электропотреблении привело к разуплотнению графика электрической нагрузки и к снижению числа часов использования годового максимума. Последние годы в Московской энергосистеме суточный зимний график электрической нагрузки имеет явно выраженный вечерний максимум. Основные структурные показатели потребления Московского региона по отраслям промышленности (без учёта заряда Загорской ГАЭС) приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Потребление электроэнергии Московского региона по отраслям промышленности (без учёта заряда Загорской ГАЭС)

Отрасли	Млрд. кВтч					Структура, %				
	1990	2000	2001	2002	2004	1990	2000	2001	2002	2004
Промышленность	27,7	16,38	17,84	19,08	20,525	37,74	25,29	25,42	26,19	25,62
Строительство	0,9	0,83	0,88	0,92	1,468	1,23	1,2	1,25	1,26	1,83
Транспорт	5,7	4,32	4,34	4,45	5,239	7,77	7,04	6,18	6,12	6,54
Быт и сфера услуг	23,9	29,03	29,82	30,94	32,291	32,56	41,48	42,5	42,49	40,29
Производст. с/хоз.	2,1	1,62	1,66	1,71	1,452	2,86	2,2	2,36	2,34	1,81
Итого полезное	60,3	52,18	54,54	57,1	60,97	82,15	77,22	77,71	78,4	76,09
Потери в сетях	7,1	9,23	10,1	10,24	13,595	9,67	14,22	14,39	14,07	16,96
Собств. нужд. эл.ст.	6	5,56	5,54	5,48	5,567	8,17	8,56	7,9	7,53	6,95
Всего потреблено	73,4	66,97	70,18	72,82	80,137	100	100	100	100	100

По данным ОДУ Центра рост абсолютных максимумов электропотребления по мощности в Московском регионе в 1999–2005 годах и соответствующие ему темпы роста составили следующие значения (табл. 3.3):

Таблица 3.3

Максимум электропотребления Московского региона

Годы	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 (оценка)
Максимум, МВт	11876	12334	13670	14230	13580	14583	15500
Темп, %	+ 0,0	+ 3,8	+ 10,9	+ 4,1	- 4,6	+ 7,4	+ 6,3

Однако подобные темпы роста не сохранились на длительном интервале времени, что привело к не совсем верным прогнозам, полученным на допущении об их стабилизации: было сделано предположение, что электрические нагрузки Московского региона могут возрасти к 2010 году до 21 000 МВт, к 2015 году – до 24 500 МВт и к 2020 году – до 27 800 МВт.

Исторический максимум нагрузок Московской энергосистемы по состоянию на сентябрь 2011 года по данным Системного оператора ЕЭС [87] был достигнут 16.12.2009 года и составил 17 223 МВт. По-видимому, различие прогнозных и фактических максимумов нагрузок будет возрастать (расхождение краткосрочного прогноза прироста нагрузок на период 2005–2010 годов (3 777 МВт) и фактического (2 640 МВт) составило 43 процента), что указывает

на необходимость поиска новых подходов к определению основных показателей развития энергетики в Российской Федерации.

Рассмотрим годовой график распределения продолжительности нагрузок в России и Белоруссии (рис. 3.3, 3.4). Как следует из рисунков, дополнительная необходимая мощность, обеспечивающая максимальное потребление на протяжении всего нескольких десятков часов в год, достаточно значительна. Более подробно этот вопрос исследован на примере штата Новый Южный Уэльс (NSW) Австралии [88]. Несмотря на то, что климатические условия Нового Южного Уэльса (средняя температура самого холодного месяца 8°C) существенно отличаются от условий России и Белоруссии, распределение продолжительности нагрузок рис. 3.5 имеет вид аналогичный рис. 3.3.

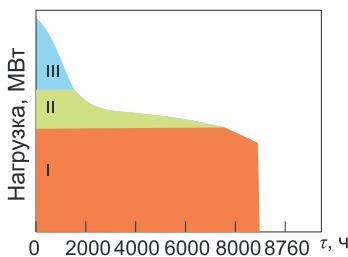


Рисунок 3.3. Годовой график электрических нагрузок по продолжительности [84]

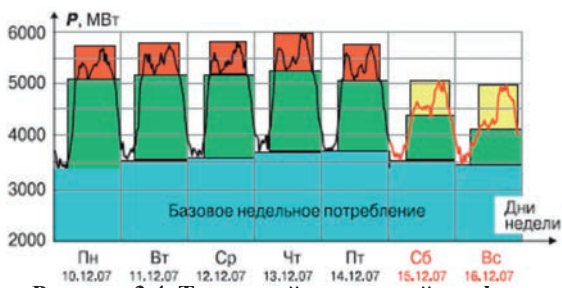


Рисунок 3.4. Типичный недельный график электрической нагрузки ОЭС Белоруссии в отопительный период 2007 г. [89]

В работе [88] была поставлена задача – определить время работы мощностей, не участвующих в обеспечении 90 процентов пикового потребления электроэнергии (всей площади под графиком нагрузок за исключением красного прямоугольника, расположенного в правой части рис. 3.5 (а)). Авторы показали, что годовой объем производства электроэнергии 10 процентов рассматриваемых мощностей (1410 МВт) не превышает 20 МВтч в расчёте на МВт установленной мощности, а время их использования менее 1 процента в год. При этом отношение себестоимости базовой электроэнергии и электроэнергии, произведённой 10 процентов пиковых мощностей (10 процентов top-power), превышает четырехсоткратную величину. Отношение стоимости электроэнергии в менее чем 70-часовой период прохождения годового максимума и среднегодовой стоимости электроэнергии в штате Новый Южный Уэльс равняется 18 (874 и 48 австралийских долл. за МВтч) и лишь частично отражает издержки энергоснабжения в период, изображённый на рис. 3.5 (b).

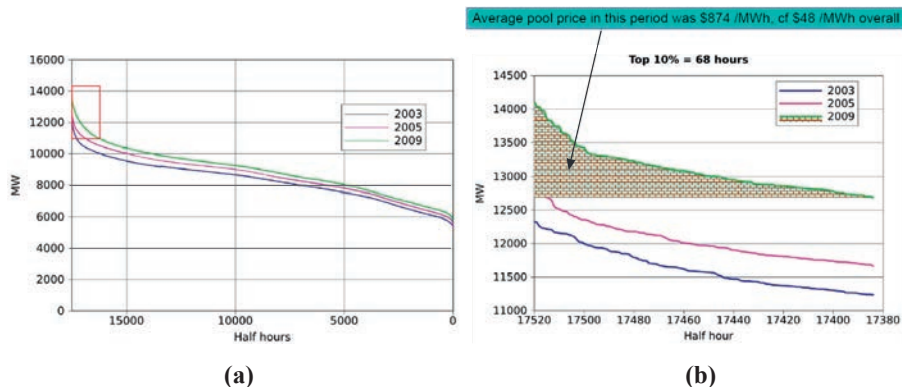


Рисунок 3.5. Годовой график получасовых нагрузок Нового Южного Уэльса (NSW Австралия), время (получасовые интервалы); нагрузка (МВт)

В этой связи проанализируем реализацию механизмов регулирования потребления электроэнергии на основе дифференциации стоимости электроэнергии в различные периоды времени. На протяжении 20 лет происходит формирование рыночных отношений в Российской Федерации. Основными способами влияния государства становятся рыночные рычаги. Регулирование стоимости электроэнергии является рыночным механизмом, поэтому для обеспечения более равномерного потребления электроэнергии постановлением Федеральной энергетической комиссии (ФЭК) Российской Федерации [90] с 1997 года введены трехзонарные тарифы, что в определённой степени должно стимулировать потребителей снижать потребление в часы максимальных нагрузок и увеличивать в менее загруженные часы суток. Одной из главных причин введения дифференцированных тарифов является стремление к выравниванию графика нагрузки в энергосистемах, что позволяет откладывать ввод новых генерирующих мощностей за счёт уменьшения потребления электроэнергии в часы максимума. По своему назначению тарифы, дифференцированные по зонам суток, не являются льготными, а служат лишь инструментом выравнивания графиков нагрузок энергосистемы путём управления электропотреблением и переносом нагрузок с пиковых и полупиковых зон в ночную зону электропотребления, снижая при этом и размер платы за электроэнергию. Для этого необходимо, чтобы потребители электроэнергии изменили графики электропотребления собственного производства, то есть перевели энергоёмкие производства из зон максимального потребления электроэнергии в зоны среднего и минимального потребления. Это будет возможно только в том случае, если потребителю это будет экономически выгодно. Потребитель получает возможность маневрировать своим энергопотреблением, изменяя технологический цикл, для получения наибольшей экономии средств. Расписание тарифных зон, то есть включение того или иного та-

рифа для учёта электроэнергии, определяется Региональными энергетическими комиссиями [91].

Проанализируем эффективность и результат реализации данного механизма на региональном уровне по истечении почти 15 лет после принятия Постановления федерального регулирующего органа, функции которого в настоящее время исполняет Федеральная служба по тарифам (ФСТ) России. В качестве примера рассмотрим один из самых успешных в повышении энергоэффективности экономики регионов, входящий в пятёрку лучших по проведению реформы энергосбережения [92] – Томскую область.

Согласно информационному сообщению департамента тарифного регулирования и государственного заказа Томской области, определение интервалов тарифных зон суток по энергозонам (ОЭС) России и субъектам Российской Федерации относится к компетенции Федеральной службы по тарифам. Документом, дополнительно регламентирующим использование в 2011 году тарифов, дифференцированных по зонам суток, в том числе населением, является приказ ФСТ России [93], согласно которому интервалы тарифных зон суток на территории Томской области составляют:

для двухзонных тарифов: ночная зона – с 23 часов вечера до 07 часов утра; дневная зона – остальное время.

для трехзонных тарифов: ночная зона – с 23 часов вечера до 07 часов утра; пиковая зона – имеет два диапазона – утренний и вечерний, которые изменяются в зависимости от месяца и примерно составляют: утренний пик – с 08 часов до 11 часов; вечерний пик – с 17 часов до 20 часов; полупиковая зона – остальное время.

По отчётным данным энергосбытовых компаний Томской области *объём электроэнергии, реализованный населению по зонным тарифам, за 2010 год составил 10 750 тыс. кВтч или около 1 процента от всего объёма потребления электроэнергии населением.*

Экономический анализ применения одноставочных тарифов и тарифов, дифференцированных по двум и трём зонам суток, проведённый департаментом тарифного регулирования и государственного заказа Томской области, показывает, что при сохранении населением неизменного режима потребления (иначе образа жизни) в условиях применения тарифов 2011 года *эффективность применения трехзонного тарифа по отношению к одноставочному тарифу ниже, чем двухзонного.*

Пример сравнительного расчёта экономической эффективности тарифов на электрическую энергию для населения Томской области показан в таблице 3.4.

Таблица 3.4

**Сравнительный расчёт экономической эффективности тарифов на
электрическую энергию для населения Томской области**

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измер.	2010 год		2011 год	
			Двухзонный	Двухзонный	Трёхзонный	
1.	Объём электропотребления за месяц, всего	кВтч	300,0	300,0	300,0	
1.1.	Объём ночного электропотребления за месяц	кВтч	50,0	50,0	50,0	
1.2.	Объём дневного электропотребления за месяц, в том числе:	кВтч	250,0	250,0	250,0	
1.2.1.	пиковая зона	кВтч			30,0	
1.2.2.	полупиковая зона	кВтч			220,0	
2.	Одноставочный тариф	руб./кВтч	1,38	1,51	1,51	
3.	Тариф, дифференцированный по зонам суток:					
3.1.	ночная зона	руб./кВтч	0,97	1,06	1,06	
3.3.	полупиковая зона	руб./кВтч			1,51	
2.4.	пиковая зона	руб./кВтч	1,38	1,56	2,02	
3.	Сумма оплаты по одноставочному тарифу	руб.	414,00	453,00	453,00	
4.	Сумма оплаты по зонному тарифу	руб.	393,50	443,00	445,80	
5.	Разность п. 3-п. 4 («+»экономия; «-» перерасход)	руб.	20,50	10,00	7,20	
6.	Отношение п. 3-п. 4 («+»экономия; «-» перерасход)	%	5,0	2,2	1,6	

Мы видим, что экономическая эффективность применения трехзонного тарифа для населения, проживающего в стандартной квартире с объёмом потребления электроэнергии 300 кВтч в месяц, незначительна и составляет 7,2 рубля в месяц или 86,4 рубля в год, а двухзонного – 10 рублей (120 рублей в год) [94].

Таким образом, можно выделить следующие проблемы регулирования потребления энергии на основе дифференциации её стоимости по времени суток:

1. Слабая мотивация потребителя в переходе расчётов за электроэнергию на многозонные тарифы – экономия менее 5 процентов средств от оплаты электроэнергии (стр. 6 табл. 3.4) объясняет достигнутый за 13 лет однопроцентный уровень оснащённости данными приборами. Практикующаяся бесплатная установка многозонных приборов учёта рядом энергосбытовых компаний не изменя-

ет ситуацию. Решение данной проблемы, которое лежит на поверхности в случае фрагментарного её рассмотрения, это обязательная установка многозонных приборов учёта электроэнергии. Предложим даже аргументацию для принятия данного решения – административные механизмы при выборе типа прибора учёта необходимы по следующей причине: многозонный тариф в большей части оптимизирует работу генерирующих компаний, а производить установку приборов учёта должны энергосбытовые компании. Этот пример мог бы служить иллюстрацией комплексного рассмотрения энергетики, включая потребителя, сбытовые компании, сети и производителя. Современные многозонные приборы учёта позволяют совершать мониторинг потребления, обеспечивая контроль потребления, таким образом потребитель становится включённым в smart сеть. При наличии значимого лоббистского ресурса обязательная установка трехзонных приборов учёта электроэнергии с достаточно большой вероятностью была бы принята. По-видимому, это решение было бы оптимальным в 1997 году на момент разработки постановления ФЭК России [90] относительно зонных тарифов на электроэнергию. Однако по истечении 15 лет технологические возможности регулирования потребления перешли на новый качественный уровень. Smart сети на основе плавающей стоимости энергии способны значительно более эффективно регулировать потребление электроэнергии, чем потребитель, принимающий решение о выборе режимов работы электроприёмников на основании зонных тарифов. Поэтому в перспективе более эффективным подходом к регулированию графика нагрузки является не фиксирование нескольких ступеней стоимости электроэнергии и установка многозонных приборов учёта, а управление режимами потребления на основе плавающей стоимости электроэнергии. На этом примере проведена попытка показать возможности манипуляции определением smart сетей – по факту в большинстве русскоязычных работ по smart сетям обосновывается необходимость установки многозонных приборов учёта и при этом задача регулирования потребления фактически перекладывается на потребителя.

2. Отсутствие многоступенчатости стоимости электроэнергии приводит к снижению мотивации у генерирующих компаний минимизировать издержки генерации. Фактическая более высокая результативность перехода на двухступенчатое регулирование у потребителя в сравнении с трехступенчатым делает менее жизнеспособной задачу оптимизации производства электроэнергии в результате регулирования спроса. Неравномерность графика потребления электроэнергии в основном определяется бытовыми нагрузками, доля которых в перспективе будет увеличиваться, а применение административно-командных подходов к бытовым потребителям, при условии продолжения построения рыночной экономики, наименее эффективно. Поэтому в первую очередь управление спросом на основе рыночных механизмов в сочетании с технологическими возможностями smart сетей должно осуществляться в коммунально-бытовом секторе.

Следует заметить, что столь незначительное различие в суммах платежа конечного потребителя (табл. 3.4) достигается при достаточно высокой глубине регулирования стоимости электроэнергии по времени суток, составляющей в Томской области для базовой и пиковой электроэнергии 1,9 раза (2,02 и 1,06 руб/кВтч). В регионах, где глубина регулирования стоимости электроэнергии меньше, эффективность влияния государства на развитие энергетики посредством многозонных тарифов ещё менее значима. Например, постановлением Региональной энергетической комиссии Пермского края 29.03.2011 г. № 14-э, для потребителей Пермского края (население) установлены тарифы на электроэнергию, различающиеся по времени суток в 1,58 раза (2,503 и 1,58 руб/кВтч) [40], что значительно ниже, чем в Томской области.

Достигнутая результативность регулирования стоимости электроэнергии в течение суток приводит к тому, что вечернее прохождение срединного уровня внутрисуточных нагрузок (среднее арифметическое между вечерним пиком и ночным провалом) проходит до 21 часа (рис. 3.1). Таким образом, значительную часть объёма бытового потребления можно сместить в сторону ночного провала при соответствующем управлении потреблением на основе дифференциации стоимости электроэнергии и создания условий, при которых потребителю будет не выгодно потреблять электроэнергию в период пиковых нагрузок. Например, в результате мероприятий по управлению спросом во Франции удалось часть бытовой нагрузки сместить на более поздние часы, сформировав третий «бытовой» пик нагрузки в районе часа ночи, тем самым значительно снизив нагрузку в период вечернего пика (рис. 3.1).

Для перехода к механизму плавающей стоимости электроэнергии фактически необходимо сформировать новую систему учёта потребления и нового отношения потребителя к электроэнергии, что требует достаточно продолжительного времени. В связи с этим можно предложить следующее оперативное решение задачи снижения спроса на пиковые мощности в Российской Федерации в период прохождения максимума нагрузок: установление плавающей стоимости электроэнергии с возможностью превышения цены в 5–8 и более число раз на время прохождения максимума нагрузки, что приведёт к значительному снижению коммунально-бытового и частично промышленного потребления в рассматриваемый период. Интервал времени столь значимого увеличения стоимости электроэнергии не должен превышать несколько десятков часов в год (рис. 3.5 (b)). В результате кратного повышения стоимости электроэнергии в период прохождения максимума можно будет снизить стоимость электроэнергии на протяжении года, так чтобы интегральный платёж потребителя уменьшился. При этом риски потери экономики от вынужденного снижения экономической активности в период максимальных холодов будут компенсированы более низкой стоимостью энергоснабжения на протяжении оставшихся 8700 часов в году (площадь, не входящая в красный прямоугольник рис. 3.5 (a)). Применение предлагаемого подхода необходимо и к периоду прохождения формирующегося летнего максимума нагрузок, вызванного ростом потребления на кондиционирование воздуха (рис 3.6 (составлено по данным [95])).

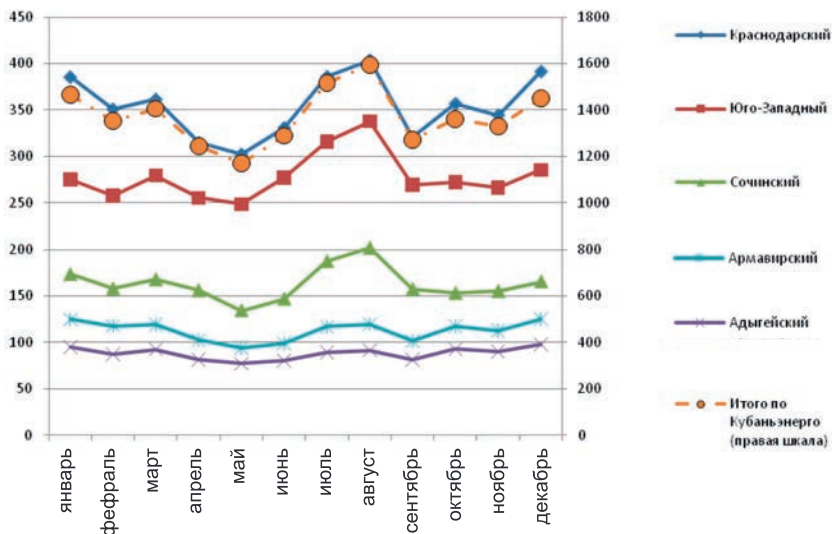


Рисунок 3.6. График потребления электроэнергии в Краснодарском крае 2010 г., млн. кВтч/мес.

3.2. Соотношение потребления тепла и электроэнергии

При рассмотрении вопросов энергоснабжения, как правило, основное внимание уделяется обеспечению электроэнергией, при этом теплоснабжение населённых пунктов занимает второстепенные роли [8, 9, 46]. Вместе с тем объём потребления теплакратно выше, чем электроэнергии в населённых пунктах. Рассмотрим соотношение потребления тепла и электроэнергии на примере Московского региона. Приведём в табл. 3.5 данные [86] о централизованном производстве тепловой энергии Московского региона.

Таблица 3.5

Централизованное производство тепловой энергии в Московском регионе (млн. Гкал (млрд. кВтч))

№ п/п	Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1.	Тепло всего	156,5 (182)	163,2 (189)	160,8 (187)	164,0 (190)	161,7 (188)	162,0 (188)

Сопоставляя данные табл. 3.5 и 3.2, можно видеть, что соотношение между объёмом централизованного производства тепловой и потреблением электрической энергии составило в 2004 году 2,345 (187,92 млрд. кВтч (т) /80,137 млрд. кВтч (э)).

Сделаем два замечания:

1. Тепловая энергия является локальным товаром, который полностью потребляется в системе теплоснабжения, поэтому производство тепла с точностью до потерь соответствует его потреблению в системе теплоснабжения.

2. Фактически потребление электроэнергии соответствует полезному потреблению, указанному в табл. 3.2.

Введём новый параметр – отношение потребления тепла к полезному потреблению электроэнергии. Данная величина в Московском регионе в 2004 году превысила трехкратное значение (187,92/60,97).

Для более точного рассмотрения отношения потребления тепла к полезному потреблению электроэнергии отметим следующее. Фактическое потребление тепла в Московском регионе больше, чем указано в табл. 3.5, на величину тепловой энергии, произведённой децентрализованными источниками и индивидуальными теплогенераторами. С учётом массового коттеджного строительства в Московской области с индивидуальными системами теплоснабжения, эта величина возрастает достаточно быстро и не отражается в полной мере в отчётных формах, на основе которых составляется топливно-энергетический баланс региона. В России на долю централизованных источников тепла приходится 72 процента производимой в стране тепловой энергии. Децентрализованные источники занимают 10 процентов рынка тепла. Остальное тепло (18,9 процента в 2007 году) производится индивидуальными (автономными) источниками непосредственно в домашних хозяйствах [96].

Из полезного потребления часть электроэнергии расходуется системами теплоснабжения на производство и транспорт тепла. Согласно проведённой Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) выборке из 175 котельных, средний расход электроэнергии составляет 35 кВтч/Гкал (более 30 кВтч (э) /1000 кВтч (т)), доходя до 150 и более кВтч/Гкал. (130 кВтч (э) /1000 кВтч (т)) (рис. 3.7). Удельный расход электроэнергии на выработку и транспорт теплоты для большинства котельных существенно превышает нормативные значения, а для 60 процентов котельных превышает максимальное нормативное значение для систем теплоснабжения с малой нагрузкой – 35 кВтч/Гкал [97, 98].

Если электроотопление (организация отопления только на основе электроэнергии) в России применяется незначительно, то потребление электроэнергии в период прохождения осенне-зимнего максимума нагрузок и в период межсезонья вне отопительного периода на «подтапливание» электрическими нагревательными приборами – явление достаточно распространённое как в домохозяйствах (рефлекторы), так и в сфере услуг, мелкой промышленности, офисных помещениях (тепловые пушки, включённые в режиме

подогрева кондиционеры и т.д.). Значение этого явления будет увеличиваться в результате изъятия из оборота ламп накаливания, которые, имея низкий КПД, основную часть потреблённой электроэнергии преобразуют в тепло, частично выполняя задачу отопления помещений. Соответственно замещение тепла, ранее получаемого от ламп накаливания, будет происходить за счёт роста использования других нагревательных приборов.

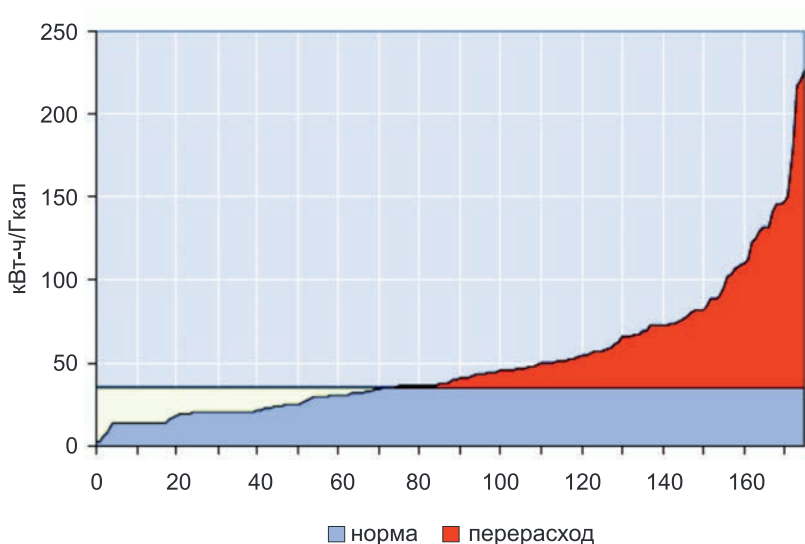


Рисунок 3.7. Распределение выборки из 175 котельных по уровню удельных расходов электроэнергии на производство и транспортировку тепла

С учётом этих замечаний будет происходить примерно следующее распределение потребления 115–129 единиц тепловой и электрической энергии в населённом пункте без электроёмких производств:

15–29 единиц – тепло, произведённое децентрализованными и индивидуальными теплоисточниками (15 единиц дана оценка для Московского региона с высокой долей централизованного производства тепловой энергии, 29 – в среднем для России на основе [96]);

75 единиц – тепло, произведённое централизованными источниками (на основе данных табл. 3.2 и 3.5);

25 единиц – электроэнергия, в том числе 2,25 единицы – электроэнергия на централизованное производство и транспорт тепла (а с учётом электропотребления децентрализованных и индивидуальных источников – не менее 2,5 единицы). Оценка приведена для достаточно эффективных зон теплоснабжения, доля которых не превышает 40 процентов. В остальных 60 процентах случаев расход

электроэнергии на производство и транспортировку тепла выше и величина превышения нормы может достигать 3–4 кратных величин (на основе [97]).

В результате доля полезно потреблённой электроэнергии без учёта расходов на теплоснабжение в общем объёме потреблённого тепла и электроэнергии составляет менее 20 процентов (22,5/115), а в неэффективных зонах теплоснабжения не превышает 14 процентов (18/129).

Сделаем несколько уточнений.

Значение 20 процентов полезного потребления электроэнергии из общего потребления тепла и электроэнергии получено на основе данных Московского региона, где размещены такие электроёмкие производства, как Московский НПЗ, Воскресенский цементный завод, Машиностроительный завод города Электросталь, предприятия ВПК Королёва, Мытищ, Реутово, Химок, Люберец, Фрязино и так далее. Для населённого пункта, где отсутствуют подобные предприятия, это значение будет ниже.

По целому ряду причин, большинство новшеств в России внедряется в первую очередь в Москве. Поэтому электровооружённость промышленности и ЖКХ, освещённость улиц, дворов, дорог и тому подобное, оснащённость электробытовыми приборами домохозяйств в Москве значительно выше, чем за её пределами.

К примеру, если в Москве большинство жилых домов оборудовано счётчиками расхода тепла и счётчиками расхода холодной и горячей воды, то в Российской Федерации по состоянию на 2010 год всего 4 процента домов были обеспечены приборами учёта расхода тепловой энергии и около 20 процентов приборами учёта холодной и горячей воды [99].

Можно предположить, что происходящие в настоящее время в Москве процессы найдут массовое развитие в регионах через промежуток времени, который в ряде случаев может находиться за горизонтами человеческой жизни. Например, подходящая к завершению в центральных и западных районах Москвы программа сноса панельных домов хрущевской постройки с низкими теплоизоляционными параметрами, в российской глубинке едва ли будет окончена (а возможно и начата) при жизни их сегодняшних обитателей.

Приведённые факты позволяют предположить, что без учёта электроёмких предприятий промышленности при энергоснабжении большинства населённых пунктов Российской Федерации соотношение потребления электроэнергии к объёму необходимой тепловой энергии не превышает значения 20:80 и может снижаться до величины 14:86.

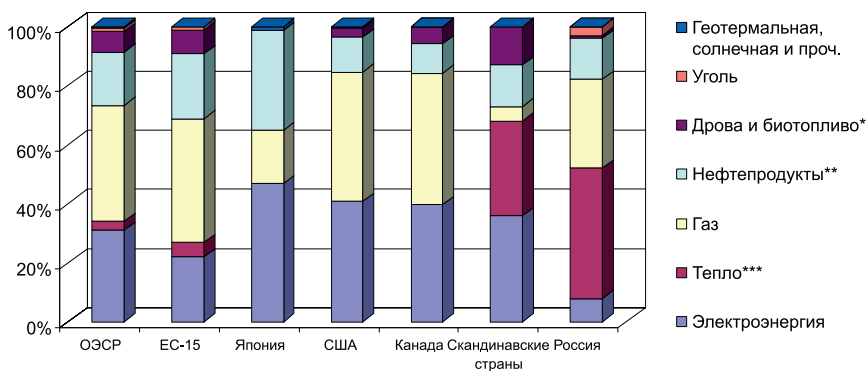
Данное явление является феноменом, который столь явное выражение нашёл только в России. В качестве доказательства данного утверждения приведём анализ структуры потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) домашними хозяйствами, выполненный в ИНП РАН [100, 101].

Сравнение потребления энергии и топлива российскими домохозяйствами с зарубежными может способствовать лучшему пониманию процесса энергообеспечения населения и выявлению перспектив его развития. При этом необ-

ходимо учитывать российскую специфику и правильно подбирать объекты для сравнения. Поэтому следует сравнивать потребление энергии и топлива домохозяйствами в России не только с домохозяйствами развитых стран в среднем (для этого нами рассматриваются страны участники Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и ЕС-15), но и с домохозяйствами стран, которые имеют схожие природные условия (Канада, Дания, Финляндия, Швеция).

Структура потребления энергии и топлива домохозяйствами в ОЭСР, ЕС-15, Японии, США, Канаде и скандинавских странах значительно отличается от существующей в России (рис. 3.8). В России доля потребления энергии и топлива на централизованное теплоснабжение существенно выше аналогичного показателя в других странах и составляет 44 процента. Соответственно в развитых странах доля электроэнергии в структуре потребления энергии населением значительно больше, чем в России, где эта величина порядка 8 процентов. Для ОЭСР она равна 31 проценту, для ЕС – 15–22 процентам. В других рассматриваемых странах она находится на уровне 36–47 процентов.

Отмеченная четырех-пятикратная более низкая доля электропотребления населением России должна быть принята во внимание при использовании опыта построения энергоснабжения в этих странах в условиях Российской Федерации.



* – для России только дрова;

** – для России – топливо для личного автотранспорта, для развитых стран – нефтепродукты, в основном, на децентрализованное теплоснабжение

*** – тепло только от систем централизованного теплоснабжения

Рисунок 3.8. Структура потребления энергии и топлива населением (домохозяйствами) в ОЭСР, ЕС-15, Японии, США, Канаде, скандинавских странах (2003 г.) и России (2004 г.)

Исходя из данных ИНП РАН, мы видим, что отношение потребления тепла от централизованного теплоснабжения к потреблению электроэнергии домохозяйствами составило 44:8 (84,6:15,4), что согласуется с полученной выше оценкой 80:20–86:14.

Согласно исследованиям ЦЭНЭФ, на долю централизованной тепловой энергии приходится половина всего потребления энергии населением. В 2000–2007 годах оно выросло на 3 процента за счёт роста доли централизованно отапливаемого жилого фонда, которая, по данным статистики, в 2007 году составила 81 процент [98] (рис 3.9), затраты на приобретение тепла населением кратно превышали затраты на оплату электроэнергии (57:15). Таким образом, величина теплотребления домашних хозяйств является определяющей как по объёму, так и в сумме платежей населением за потребление энергии.

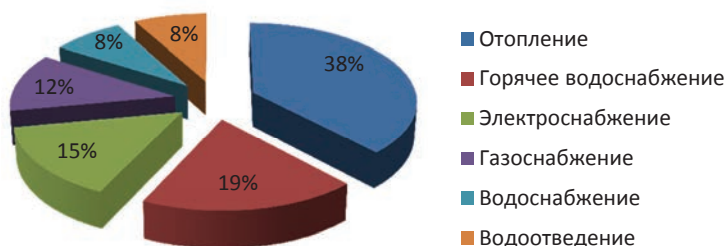


Рисунок 3.9. Структура оплаты граждан за коммунальные услуги в среднем по Российской Федерации

Поэтому в Российской Федерации проблемы электроснабжения должны решаться неразрывно с вопросами потребления тепла и при принятии решений о модернизации энергосистемы России необходимо не только учитывать тенденции и перспективы теплоснабжения, но и считать их приоритетными. Вместе с тем, вследствие фрагментарности организации энергоснабжения населённых пунктов, в России отсутствует государственный институт, в сферу компетенций которого в полной мере входили оба эти вопроса. Несмотря на тесную взаимосвязь и более чем столетнюю историю совместного формирования, управление электроэнергетическим комплексом страны (традиционно его называют «большой» энергетикой) и теплоснабжающим комплексом (коммунальная теплоэнергетика) исторически осуществлялось раздельно. На федеральном уровне «большая» энергетика входила в сферу компетенции Министерства энергетики Российской Федерации, коммунальная теплоэнергетика – в сферу компетенции Министерства регионального развития Российской Федерации [103].

Некоторым исключением являются территориальные генерирующие компании (ТГК), определяющие режимы работы крупных ТЭЦ. Однако ТГК принимают участие в обеспечении энергопотребления только определённых районов в крупных, в основном промышленных городах. Зоны теплоснабжения вне зоны действия большинства ТЭЦ крупных городов, не охваченных теплофикацией (например, в Москве – Зеленоград, Куркино, Северное Тушино и так далее), а также населённые пункты, где теплоснабжение осуществляется котельными

или индивидуальными источниками, находятся вне влияния ТГК. Кроме того у ТГК в зонах теплоснабжения ТЭЦ отсутствует возможность влияния на потребление тепла и электроэнергии, что приводит к уменьшению выработки электроэнергии в комбинированном режиме и снижению эффективности работы ТЭЦ. Рассмотрим этот вопрос более подробно.

3.3. Соотношение производства тепла и электроэнергии

В России электроэнергетика теснейшим образом связана с теплоснабжением: на тепловых станциях производится более 60 процентов электрической и почти 32 процента тепловой энергии, используемой в стране; при этом практически третья часть электроэнергии, производимой всеми ТЭС, вырабатывается в комбинированном режиме. Эффективность работы ТЭЦ общего пользования и ряда федеральных ГРЭС с большими объёмами отпуска тепла во многом зависит от эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения, в составе которых работают эти станции. При проектировании систем энергоснабжения рассчитывался коэффициент теплофикации, равный доле тепла, отпускаемого основным энергетическим оборудованием при наибольшей нагрузке, исходя из принципа минимизации потребления топлива при предполагаемой тепловой и электрической нагрузке. Покажем, что на протяжении жизненного цикла системы теплоснабжения соотношение между объёмами производимой электрической и тепловой энергии значительно изменяется. Например, в 1978 году удельная выработка электроэнергии при отпуске 1 Гдж тепла ТЭЦ составляла 150–160 кВтч [15], что составляло 0,63–0,67 тыс. кВтч/Гкал. Рассмотрим изменение данного соотношения с течением времени. В табл. 3.6 [104] представлено соотношение объёмов произведённой электрической и тепловой энергии за 2008 год на всех ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», находящихся на территории Москвы и Московской области. В 2008 году отношение производства электрической к тепловой энергии составило 1,19 Вт электроэнергии/1 Вт тепла или 1,03 тыс. кВтч (э) /Гкал, увеличившись за 30 лет более чем в полтора раза. В результате за счёт снижения потребления тепла режим работы ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» сместился из проектной зоны по параметру соотношения производимой электрической и тепловой энергии, что привело к росту доли электроэнергии производимой в конденсационном режиме до 45,5 процента.

Снижение доли электроэнергии, производимой в комбинированном режиме, и роста конденсационной выработки является прогрессирующей закономерностью не только в Москве, но и в России. Согласно Отчёту СО ЦДУ за 2009 год, в 2008 году прирост выработки электроэнергии тепловыми электростанциями составил 32,2 млрд. кВтч. Около 54 процентов прироста было обеспечено энергоблоками 150–1200 МВт, работающими в основном на газо-мазутном топливе. За счёт роста конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ обеспечено 33,8 процента прироста выработки. Вследствие опережающего роста выработки электроэнергии по сравнению с отпуском тепла, доля выработки

электроэнергии по теплофикационному циклу снизилась на 1,6 процента. Указанные факторы привели к росту в среднем по ТЭС удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию в 2008 году по сравнению с 2007 годом на 2,3 г/кВтч (с 332,9 г/кВтч до 335,2 г/кВтч) [104].

Таблица 3.6

Технологическая структура ОАО «Мосэнерго» (2008 г.)

Энергообъекты	Выработка электроэнергии, млн. кВтч	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, тыс. Гкал	Отношение произведённой электрической к тепловой энергии Вт/Вт
ГЭС-1 им. Смидовича	383	1654	0,27
ГРЭС-3 им. Классона	145,7	355,9	0,48
ТЭЦ-6	32,2	161,5	0,23
ТЭЦ-8	2921,8	1986,3	1,71
ТЭЦ-9	1311,7	1177,2	1,29
ТЭЦ-11 им. М. Я. Уфаева	1923,5	2178,5	1,02
ТЭЦ-12	2736,5	3032,6	1,04
ТЭЦ-16	2430,6	3490,3	0,81
ТЭЦ-17	654,6	528,4	1,44
ТЭЦ-20	4232,1	4500,7	1,09
ТЭЦ-21	8986	9842,4	1,06
ТЭЦ-22	8726,7	8818,1	1,15
ТЭЦ-23	8438,2	8328,9	1,17
ТЭЦ-25	9046	6262	1,67
ТЭЦ-26	8421,3	7594	1,29
ТЭЦ-27	3770	2310,9	1,89
ТЭЦ-28	114,1	218,1	0,60
Итого	64274	62439,8	1,19

Можно сделать предположение, что научно обоснованный коэффициент теплофикации, выбранный при строительстве ТЭЦ и рассчитанный для граничных условий, задаваемых экономическими отношениями, сложившимися на период обоснования проектного решения, постепенно сместился

от проектных значений. По мере изменения соотношения технологических потребностей в тепловой и электрической энергии существующий коэффициент теплофикации перестал быть оптимальным.

По-видимому, справедливо более общее утверждение. Приведённый к оптимальному значению коэффициент теплофикации на определённый момент времени, например, при составлении технико-экономического обоснования системы энергоснабжения, с течением некоторого интервала времени сместится из зоны оптимума. В результате изменения соотношения потребления тепла и электроэнергии происходит увеличение доли электроэнергии, произведённой в конденсационном режиме, что ведёт к ухудшению удельных показателей существующей теплофикационной системы.

Характерной чертой является сокращение данного временного интервала за счёт роста темпов научно-технического прогресса. Как показывает анализ соотношения производства электроэнергии на ТЭЦ, этот временной интервал значительно меньше времени жизненного цикла существования системы энергоснабжения, созданной на базе определённого источника.

Таким образом, даже в зонах действия ТЭЦ отсутствует возможность формирования комплексного подхода к проблемам тепло- и электроснабжения, а в населённых пунктах с теплоснабжением от котельных этот вопрос ещё менее проработан. Поэтому необходимо комплексно рассматривать потребление электрической и тепловой энергии с учётом климатических условий Российской Федерации.

3.4. О необходимости перевода ТЭЦ в режим ПГУ

Согласно Энергетической стратегии России до 2030 года приоритетным направлением научно-технического прогресса в энергетическом секторе по направлению «Электроэнергетика» является создание типовых модульных когенерационных парогазовых установок (ПГУ) мощностью 100 и 170 МВт с коэффициентом полезного действия 53–55 процентов для работы на ТЭЦ. В перспективе планируется вывод из работы старого оборудования теплоэлектроцентралей, а также строительство новых теплоэлектроцентралей с парогазовыми установками [9]. В многочисленных работах [105,106,107,108], посвящённых вопросу создания ПГУ ТЭЦ, приводятся следующие обоснования данного положения:

1. Рост потребления электроэнергии относительно потребления тепла обуславливает необходимость увеличения объёмов производства электроэнергии на существующем тепловом оборудовании;

2. ПГУ является более экономичным оборудованием в сравнении с паротурбинными установками, позволяющим снизить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии.

Действительно, в результате падения промышленного производства в 1990–1998 годах объём производства электрической энергии снизился на 23,5 процен-

та – с 1082 до 827 млрд. кВтч. За тот же период производство тепловой энергии снизилось на 30,2 процента – с 2080 до 1450 млрд. млн. Гкал.

На протяжении 2000–2008 годов производство электроэнергии увеличилось до 1037 млрд. кВтч, практически достигнув докризисного уровня. Рынок тепловой энергии не последовал за рынком электроэнергии и в 2000–2008 годах производство тепловой энергии оставалось практически постоянным (рис. 3.10).

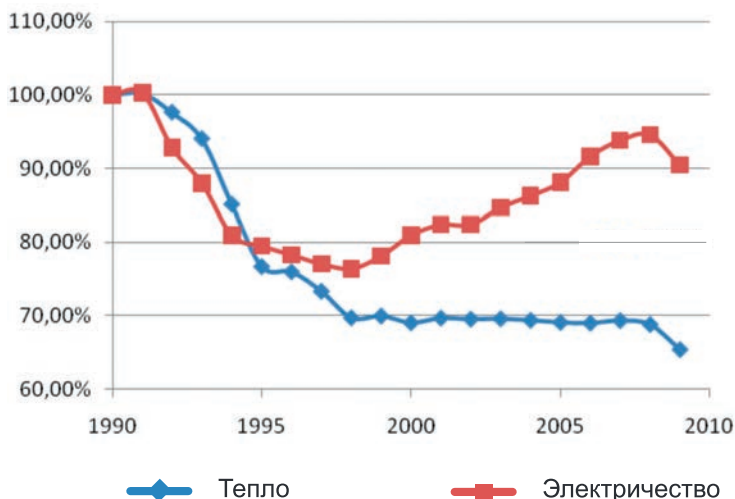


Рисунок 3.10. Динамика производства тепловой и электрической энергии в России, 1990–2009 гг.

За 2000–2008 годы теплоёмкость ВВП страны сократилась в 1,75 раза (от 90,2 до 51,7 Гкал/млн. руб) до 57,7 процента от уровня 1990 года. Среднегодовые темпы снижения теплоёмкости ВВП за это период составили 6,7 процента. Эластичность теплоснабжения по ВВП в среднем за эти годы была на уровне – 0,09 [109].

Напомним, что за тот же период электроёмкость ВВП страны снизилась в 1,39 раза (от 53,8 до 38,8 кВтч/тыс. руб.), что составляет 81,7 процента к уровню 1990 года. Среднегодовые темпы снижения электроёмкости ВВП составили около 4 процентов. Эластичность электропотребления по ВВП в среднем за эти годы оказалась на уровне 0,29 [109], что говорит о долгосрочной тенденции роста производства электроэнергии при фиксированном объёме производства тепла.

С первого взгляда обоснованность утверждения о росте потребления электроэнергии не вызывает сомнений. Однако рассмотрение структуры потребления в пределах теплофикационной зоны ТЭЦ с выделением промышленных предприятий и городской застройки, указывает на падение потребления электроэнергии промышленными предприятиями на фоне незначительного роста

спроса со стороны новых жилых и коммерческих объектов. Объёмы потребления электроэнергии промпредприятий (преимущественно для энергоснабжения которых и проектировались ТЭЦ) значительно выше, чем жилых домов, объектов социальной сферы, торговых помещений и т.д. В результате районы обслуживания ТЭЦ становятся энергоизбыточными, и электроэнергия экспортируется не только за пределы района, охваченного теплофикацией, но и города, где расположена ТЭЦ.

Так как вопрос сводится к соотношению электропотребления промышленных предприятий и ЖКХ, рассмотрим данные до 2008 г. включительно, не учитывая период падения потребления, вызванного экономическим кризисом, так как строить прогнозные оценки на основе данных кризисных лет некорректно. Проанализируем вопрос соотношения электрических нагрузок жилого сектора и промышленности, начав с периода становления применения электроэнергии в экономике.

Сразу после октября 1917 года вопросам энергетики уделяется первоочередное внимание – принимается декрет Совнаркома о национализации имущества «Общества 1886 г.» и постановление о строительстве Шатурской ГРЭС. В 1918 году в рамках вновь созданного Комитета государственных сооружений (КОМГОСООР) учреждается управление электротехнических сооружений (Электрострой), в том же году создаётся Центральный электротехнический совет (ЦЭС). Отметим, что в этот же период структура управления практически всех отраслей подверглась преобразованиям.

Но в качестве отправного пункта начала системного подхода к вопросу восстановления народного хозяйства, положившего начало плану ГОЭЛРО, в том виде, в каком он стал документом, определившим развитие российской экономики, можно назвать статью Г. М. Кржижановского «Задачи электрификации промышленности», которую он в конце 1919 года послал В. И. Ленину и получил на неё восторженный отклик. В кратчайшие сроки, 20 марта 1920 года, была сформирована Комиссия ГОЭЛРО, что подробно рассмотрено в первой главе. В июне 1921 года Комиссию ГОЭЛРО упразднили, а на её основе создали Государственную общеплановую комиссию – Госплан, руководивший с этого времени *всей экономикой* страны в течение долгих десятилетий. Первым председателем Госплана был Г. М. Кржижановский, под его руководством были проведены разработки теории и методологии стратегического, среднесрочного и оперативного планирования развития народного хозяйства. Система государственного планирования получила практическое воплощение в подготовке и реализации первого пятилетнего плана (1928–1932), вошедшего в историю как *программа индустриализации СССР*. Как председатель Госплана, Кржижановский руководил реализацией плана ГОЭЛРО, который был выполнен к 1931 году, в минимальный намеченный Комиссией 10-летний срок. В итоге общие показатели индустриализации страны существенно превысили проектные задания, и по уровню промышленного производства СССР вышел на первое место в Европе и на второе в мире. План ГОЭЛРО сыграл в жизни на-

шей страны огромную роль: без него вряд ли удалось бы вывести СССР в столь короткие сроки в число самых развитых в промышленном отношении стран мира. Реализация этого плана сформировала, по сути дела, *всю отечественную экономику* и до сих пор в значительной мере её определяет.

План ГОЭЛРО был единой и всеобщей программой народнохозяйственного строительства и представлял собой единую программу возрождения и развития страны и её конкретных отраслей – прежде всего *тяжёлой индустрии*, а главным средством полагал максимально возможный подъём производительности труда на основе электрификации производственной деятельности. На тот период основой роста производительности была не только интенсификация и рационализация, но замена мускульных усилий людей и животных механической энергией. А особо подчёркивалась в этой программе перспективная роль электрификации в развитии промышленности, строительства, транспорта и сельского хозяйства. По сути дела, он стал в России первым государственным планом и положил начало всей последующей системе планирования в СССР, предвосхитив теорию, методику и проблематику будущих пятилетних планов.

Следует отметить, что первоначально идея электрификации предполагала первоочередное массовое развитие энергоснабжения населения. В. И. Ленин вполне серьёзно предлагал разработать свой «мини-план ГОЭЛРО» для каждого дома и подъезда, построить во всех деревнях России маленькие электростанции, в качестве первого шага предлагалось в каждом уезде срочно создать не менее одной электростанции [110, с. 400]. Так как в начале XX века более 80 процентов населения проживало в деревне, включая в сферу своего рассмотрения все важнейшие отрасли экономики и промышленности, главное внимание Ленин уделял вопросам энергообеспечения сельского хозяйства [2]. Однако вопрос потребностей основной части населения не только в электроэнергии, но и в других благах, которые могла предоставить экономика, остался второстепенным. В результате по истечению 80 лет после завершения плана ГОЭЛРО 2/3 территории России – 9 млн. человек (но говорят и о 15 миллионах) не имеют централизованного электроснабжения [111].

Таким образом, основу плана ГОЭЛРО составляла гармонизация производства энергии и её преимущественного *промышленного потребления*. В итоге его реализации были не только созданы промышленные предприятия, ставшие на последующие десятилетия системообразующими советской экономики, но и сформировалась энергетическая школа, которая *первоочередное внимание уделяла энергообеспечению промышленного производства*, а потребление населения и проблемы ЖКХ находились на вторых ролях. К этому необходимо добавить, что на десятилетия сняли актуальность вопроса оптимизации энергопотребления жилыми районами фиксирование в 1928 году тарифов ЖКХ. В последующем открытие новых источников дешёвых энергоресурсов сохранили второстепенную роль проблем энергоснабжения жилищного строительства вплоть до перехода к периоду формирования рыночных отношений.

Впоследствии принцип гармонизации развития промышленности и энергетики был развит в теории энергопроизводственных комплексов Н. Н. Колосовского [112]. Поскольку именно *рост промышленности был важнейшим фактором урбанизации* в СССР, то *промышленные электростанции*, обеспечивающие предприятия теплом и электроэнергией, стали в первую очередь неотъемлемой составляющей систем жизнеобеспечения промузлов и городов. Система теплоэнергоснабжения была в основном рассчитана на промышленное потребление, а собственно коммунальные нужды всё так же оставались на второстепенных ролях, при этом на протяжении 1960–1980 годов происходило плановое снижение доли ЖКХ в тепловом потреблении. Так отношение потребления тепла в ЖКХ к аналогичному показателю в промышленности в 1963 году составило 0,51, в 1970 – 0,45, в 1980 году – 0,42. Ещё меньше была доля теплоснабжения ЖКХ в тепле, отпущенном от ТЭЦ. По состоянию на 1980 год она в Поволжье составила 19 процентов, Восточной Сибири – 20,8 процента, на Урале 24 процента, в Западной Сибири – 25 процентов, в Центрально-Черноземном районе 28,5 процента, в Волго-Вятском районе и на Дальнем Востоке – 31 процент, в Северо-Кавказском районе – 33 процента, в Северо-Западном районе – 39 процентов, в Центральном районе – 42 процента [113]. Это означает, что энергоснабжение не только малых городов, посёлков городского типа и сельских поселений обеспечивается по отдельной схеме, когда электроэнергия вырабатывается в конденсационном режиме на КЭС, а теплоснабжение – котельными, и преимущества комбинированного производства тепла и электроэнергии не используются, но и в крупных городах теплофикация жилых районов развивалась медленнее, чем в промышленности. Так в одиннадцатой пятилетке общий прирост производства тепловой энергии в СССР составил 460 млн. Гкал, а абсолютное производство достигло 3420 млн. Гкал. Прирост производства тепловой энергии на 84 процента обеспечен за счёт централизованных источников энергии. В 1985 году от централизованных источников *на нужды ЖКХ* (с учётом потерь в тепловых сетях) было отпущено 650 млн. Гкал, или *около 25 процентов от общего в стране производства тепловой энергии централизованными источниками* [275]. Следующее десятилетие не внесло значимых корректив в существующее распределение, в итоге к началу периода формирования рыночных отношений основу как тепловой, так и электрической нагрузки вне зависимости от наличия или отсутствия теплофикации составляло потребление промышленных предприятий.

После 1990 года снижение потребления энергоресурсов (рис. 3.10) в основном было вызвано падением промышленного производства. При этом необходимо отметить следующее. В связи с изменением структуры промышленности наибольшее снижение (причём в большинстве случаев безвозвратное) произошло в перерабатывающем секторе. Такие отрасли, как станкостроение, приборостроение, часовая, лёгкая промышленности и так далее сократили объёмы производства в большей степени, чем отрасли первого передела (чёрная и цветная металлургия, производство удобрений), ориентированные на экспорт. Имен-

но сравнительно небольшие финишные промпредприятия этих отраслей были относительно менее вредны по экологическим показателям и в итоге располагались внутри городской застройки, являясь основой тепловой нагрузки ТЭЦ или котельной, обеспечивающей теплоснабжение городских районов в отличие от предприятий металлургии, химической промышленности и тому подобное. Аналогичное утверждение можно сделать и относительно электрических нагрузок. Потребление электроэнергии даже относительно неэнергоёмких финишных промпредприятий, будучи значительно выше, чем потребление жилых домов, объектов соцкультбыта и т.п., находящихся на аналогичной территории, определяло электрические нагрузки при проектировании энергоснабжения района.

Относительно роста потребления электроэнергии в последнее десятилетие необходимо отметить, что снижение удельных расходов в промышленном производстве даже при условии возврата в натуральном выражении к значениям 1990 года не привёл к необходимости обеспечения электроэнергией на уровне плановой экономики. Рост потребления в XXI веке как бытового, так и коммерческого секторов не потребовал достижения объёмов выработки электроэнергии уровня 1990 года (рис. 3.10). При этом анализ структуры электроёмкости российской промышленности показывает, что рост электропотребления в основном обеспечивается добывающими отраслями, а снижение энергоёмкости экономики достигается в результате улучшения в перерабатывающих отраслях промышленности и в сфере услуг [109].

Таким образом, с основным потребителем энергоресурсов – промышленными предприятиями, энергообеспечение которых было на протяжении всего периода развития плановой экономики основой при построении системы энергоснабжения населённых пунктов, произошли качественные изменения, в результате которых потребление тепла и электроэнергии значительно снизилось.

Также происходят изменения в энергопотреблении населения: на протяжении последних десятилетий идёт миграция с территорий с малой плотностью населения (малые города, посёлки городского типа, сельские поселения, в которых для теплофикации отсутствуют необходимые нагрузки), в крупные города, где создаются новые рабочие места (преимущественно в сфере услуг). Данный процесс в условиях рыночной экономики формирует спрос на новое строительство в крупных городах и, особенно, в мегаполисах. Существующая градостроительная политика привела к преобладанию точечной жилищной застройки в районах с ранее сформировавшейся инфраструктурой. Как правило, именно эти районы охвачены теплофикацией и находятся в зоне максимальной экологической нагрузки. Усиление рыночного давления привело к тенденции ликвидации части промышленных предприятий, потребление которых составляло основу нагрузки ТЭЦ, и отводу промплощадок под жилищное строительство.

Существует ещё одна закономерность. Процессы миграции населения приводят не к интегральному росту спроса на электроэнергию в пределах страны, а к перераспределению спроса. В итоге происходит снижение потребления электроэнергии в малых населённых пунктах, энергоснабжение которых произво-

дится не в теплофикационном режиме, за счёт роста потребления в мегаполисах, что приводит к снижению доли выработки электроэнергии на станциях, расположенных за пределами крупных городов. В электроснабжении данный процесс на протяжении последних двух десятилетий являлся одним из факторов снижения загрузки распределительных сетей, обслуживающих депрессивные районы и к возникновению сетевых дефицитов мощности в ряде районов крупных городов и особенно в городах-спутниках мегаполисов, несмотря на возможную энергоизбыточность городской конгломерации.

В результате воздействия этих факторов нарушилось одно из основных положений размещения производительных сил периода плановой экономики – рациональное размещение промышленных мощностей и трудовых ресурсов. Среди множества следствий указанного процесса выделим следующий: произошёл дисбаланс между объёмом производства и потребления электроэнергии мегаполисов. В самом деле, бытовое потребление электроэнергии значительно меньше, чем потребление промышленных объектов, расположенных на одинаковой территории, что вызвало избыточность мегаполисов по электроэнергии. Таким образом, в процессе построения рыночных отношений в экономике произошли существенные изменения в соотношении потребления тепла и электроэнергии. В результате районы обслуживания ТЭЦ становятся энергоизбыточными, и электроэнергия экспортируется не только за пределы района, охваченного теплофикацией, но и города, где расположена ТЭЦ.

Например, в «Схеме тепло- и электроснабжения Московской области» [85] выделены следующие особенности электроснабжения Московского региона:

– преобладание производства электроэнергии на территории города Москва над потреблением (табл. 3.7);

– более высокий прирост нагрузки в Московской области (преимущественно за счёт городов-спутников) в сравнении с городом Москва. Соответственно доля области в суммарной нагрузке региона постоянно возрастает [114].

Таблица 3.7.

Производство и потребление электроэнергии в Московском регионе в 2005 г.
(млн. кВтч)

№	Регион	Произведено	Потреблено
1.	город Москва	51670,4	46651,5
2.	Московская область	23815,1	40735,4

Соотношение производства и потребления электроэнергии в Московском регионе приведено на 2005 год по следующим причинам:

1. Уже в 2005 году из фактических данных следовало, что Москва является городом избыточным по электроэнергии, и дальнейшее увеличение производства

электроэнергии на её электростанциях будет вести к росту объёмов экспорта электроэнергии из города.

2. В этот год по просьбе полномочного представителя Президента России в Центральном федеральном округе Г. С. Полтавченко учёными РАН была разработана концепция энергетической безопасности Москвы и Московской области [86,115], ставшая основой дальнейшего развития энергетики столичного региона.

Согласно отчёту СО ЦДУ [104] применение ПГУ в энергосистеме города Москвы получило реальное развитие в виде сооружения первых четырёх энергоблоков на ТЭЦ-27 (в 2007 и 2008 годах), ТЭЦ-21 (2008 год) и ТЭЦ-26 (2010 год). По состоянию на 01.01.2009 года доля энергоэкономичного парогазового оборудования в общей установленной электрической мощности ОАО «Мосэнерго» составила 15 процентов [114]. Следующий этап инвестиционной программы ОАО «Мосэнерго» прорабатывался с сооружением блоков ПГУ-420 (моноблоки) на ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20 и ТЭЦ-25. В Схеме теплоснабжения Москвы рекомендуется постепенное замещение паротурбинных блоков теплофикационным парогазовым оборудованием с ростом доли ПГУ с 15 до 33 процентов, что позволит в период 2008–2020 годов сократить годовой расход топлива на производство тепла и электроэнергии на 1,93 млн. т у.т. Прогнозируется суммарное снижение среднего удельного расхода топлива на производство электроэнергии на $30\div 33$ г/кВтч (что составляет 12–14 процентов), на производство тепла $3\div 5$ кг/Гкал [114]. Сопоставим прогнозные ожидания с фактическими показателями.

Рассмотрим данные об удельном расходе топлива на производство электроэнергии с 1970 года на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» (рис. 3.11). Мы видим, что данный показатель имел максимальное значение за последние 30 лет, в 2003 году [114]. В последующем происходило снижение удельных расходов топлива до 252,4 г у.т./кВтч в 2008 году. Но, как отмечено в Схеме теплоснабжения города Москвы, при имеющейся структуре основного оборудования ТЭЦ и соответствующей нагрузке по теплу удельный расход топлива на отпуск электроэнергии должен был бы составить $215\div 220$ г у.т./кВтч.

Таким образом, интегральный эффект от замены 15 процентов мощностей ОАО «Мосэнерго» на современное и эффективное парогазовое оборудование, заключается в снижении удельного расхода топлива не более чем на 2 процента. При этом перерасход топлива на ТЭЦ оценивается в 1,8–1,9 млн. т у.т., в том числе на крупнейших (ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26) – 1,1 млн. т у.т. [114].

Следует заметить, что к дополнительному вкладу в снижение удельного расхода топлива приводила работа по повышению эффективности энергообеспечения в Москве, которая была организована значительно лучше, чем в других регионах России. В рамках этой работы была разработана и реализовывалась Городская целевая программа по энергосбережению на 2004–2008 годы и на перспективу до 2010 года (постановление правительства Москвы от 28.09.2004 г. № 672-ПП). 5.07.2006 г. был принят закон № 35 «Об энергосбережении в г. Москве», ежегодно проводились тематические выставки «Москва – энергоэффективный город» и так далее.

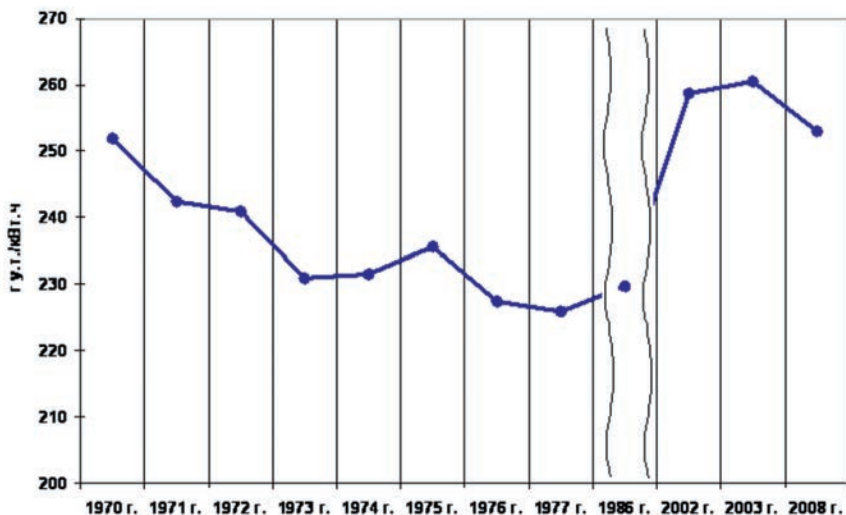


Рис. 3.11. Динамика удельных расходов топлива на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго»

Приведённый пример показывает справедливость предостережения академика Мелентьева Л. А. о том, что в проектах иногда формируется так называемый *парадный удельный расход топлива*, то есть расход, достигаемый кратковременно при наиболее экономичной и ровной нагрузке; среднегодовые эксплуатационные нормальные удельные расходы, естественно, выше [1].

На основе представленных данных можно утверждать следующее. На фоне роста потребления электроэнергии относительно потребления тепла наблюдается прогрессирующая диспропорция между производством и потреблением электроэнергии в крупных городах в результате несоответствия нагрузки вновь вводимым мощностям. В итоге в теплофицированных районах городов производится электроэнергия, экспортируемая потребителям, расположенным за пределами мегаполисов. Сооружение блоков ПГУ практически не уменьшило удельные расходы топлива и не привело к повышению эффективности производства электроэнергии. При этом, например, в результате ввода новых генерирующих мощностей после 2005 года дисбаланс между производством и потреблением электроэнергии Москвы увеличился. Здесь необходимо отметить, что некоторые районы Москвы не охвачены теплофикацией, например, Куркино, Северное Тушино, Зеленоград, на основании чего можно сделать заключение, что на ТЭЦ вырабатывается значительно больше электроэнергии, чем потребляется объектами, расположенными в их зонах теплоснабжения. Избыточную электроэнергию необходимо передавать потребителям, расположенным в других районах города или за его пределы.

Практически все ТЭЦ были сооружены более 30 лет назад, а в некоторых случаях с момента их строительства прошло 50–70 и более лет. Для любого города этот период является значимым интервалом времени, на протяжении которого произошло формирование городской застройки. Выработка экологически чистого продукта в зоне сформированной городской черты и экспорт его в районы с заведомо меньшей плотностью населения при условии, что все выбросы остаются в поселениях с максимальной плотностью населения, по-видимому, является решением, которое требует определённой корректировки.

В этой связи интересно сопоставить объёмы производства электроэнергии и тепла, ТЭЦ, построенными в последние два десятилетия. В период 1992–2010 годов с учётом вводов/выводов было введено около 13,7 процента новых мощностей электростанций от уровня их установленной мощности в 1992 году (189 ГВт). Большинство вновь введённых мощностей – тепловые. Из них около 70 процентов имеют возможность несения тепловых нагрузок. Однако из вновь введённых станций только некоторые ТЭЦ (например, Калининградская ТЭЦ-2 и Северо-Западная ТЭЦ) получили незначительную коммунальную тепловую нагрузку. Часть из них лишь называются ТЭЦ (например, Сочинская ТЭЦ), но никакой тепловой нагрузки не имеют. Кроме того не все электростанции, называемые сегодня термином «ТЭЦ», полностью оснащены только лишь теплофикационным оборудованием, некоторые из них имеют значительную чисто конденсационную часть. Например, Краснодарская ТЭЦ: общая электрическая мощность её 648 МВт, а электрическая мощность теплофикационной части только 100 МВт [117].

Если насчёт целесообразности строительства электростанций без тепловой нагрузки при учёте их экологического влияния вблизи мест расселения с высокой плотностью ответ очевиден, то необходимость размещения двух вышеупомянутых ТЭЦ, которым выделена коммунальная нагрузка, требует более подробного рассмотрения.

В 2010 году на Калининградской ТЭЦ-2, расположенной в 5 км от Калининграда, при отпуске электроэнергии 3051 млн. кВтч отпуск тепла составил менее 64 тыс. Гкал [118]. Это соответствует отношению 47 МВтч/Гкал указывает на отсутствие необходимости размещения подобных объектов рядом с крупными городами, когда они фактически работают как конденсационные станции. Следует отметить, что потребление электроэнергии во всей Калининградской области в 2008 году составило 3973 млн. кВтч [119]. Выработка электроэнергии в объёме более 3/4 потребления всего региона вблизи областного центра практически в конденсационном режиме, по-видимому, не способствует улучшению экологической ситуации в городе. В 2011 году при электрической мощности Калининградской ТЭЦ-2 900 МВт присоединённая тепловая нагрузка составила 60 Гкал/ч, отпуск тепла осуществлялся только от энергоблока № 1 [120].

Не более обоснованным с точки зрения близости к мегаполису является и строительство Северо-Западной ПГУ ТЭЦ в 11 км от Санкт-Петербурга. Не-

смотря на то, что по состоянию на 2007 год 90 процентов выработанной электрической энергии поступало на экспорт в Финляндию, в 2008 году на станции был запущен второй энергоблок [121]. При этом потребление тепла городом значительно ниже, чем станция может отпускать в теплофикационном режиме [122].

Таким образом, нецелесообразно доставлять топливо в город, там его сжигать на ТЭЦ (особенно в неэкономичном конденсационном режиме), а электроэнергию выводить вовне. Это нерационально как экономически (дополнительные капиталовложения в транспортную и электрическую инфраструктуру, эксплуатационные издержки), так и экологически (дополнительные выбросы в черте города, в том числе водяных паров). Уже сейчас выработка электроэнергии на ТЭЦ, как правило, на 30–40 процентов избыточна по отношению к городскому спросу, причём происходит это при использовании ПТУ. Если же вместо них поставить парогазовые блоки, то потоки энергии в обоих (встречных) направлениях возрастут многократно с соответствующим ухудшением экологической обстановки в городах и увеличением издержек [72]. Например, только по Москве встречные потоки газа и электроэнергии требуют дополнительных капиталовложений в энергетическую инфраструктуру на 10 млрд. долл. [143]. Поэтому в условиях снижения доли энергопотребления промышленными предприятиями и роста доли ЖКХ, увеличения экологической нагрузки на крупные города, появления новых технологических решений, позволяющих достигать КПД 55 процентов (а в перспективе и более), необходимо на новом качественном уровне вернуться к вопросу о выборе мощности ТЭЦ с учётом электропотребления города, сформулированным профессором Н. И. Дунаевским в начале 1950-х годов [145]. Это особенно важно, так как энергоснабжение экономики в ближайшие десятилетия будет обеспечиваться инфраструктурой, которая создаётся в настоящее время [12].

3.5. Проблемы теплоснабжения

Проведение анализа потребления тепла особенно важно, так как по мнению Центра по эффективному использованию энергии «Энергетическая стратегия России до 2020 года» неточно описала исходное состояние системы теплоснабжения и дала только очень обобщённую характеристику основных направлений развития теплоснабжения, многие из которых оказались неверными. Перечислим основные системные проблемы функционирования российского теплоснабжения, выявленные ЦЭНЭФ в результате диагностики более трехсот российских систем теплоснабжения:

– отсутствие роста спроса на тепло на фоне существенного экономического роста;

– структура потребления тепла медленно меняется в пользу населения за счёт промышленности, транспорта и сельского хозяйства, в которых объём потребления тепла снизился. Повышение доли потребления тепла населением и сферой услуг привело к росту доли отопительных котельных в структуре производства тепловой энергии;

– в 2000–2006 годах жилищный фонд вырос на 8 процентов, доля жилого фонда, оборудованного системами централизованного теплоснабжения, выросла с 73 до 80 процентов, доля населения, обеспеченного ГВС, – с 59 до 63 процентов, однако потребление тепла в жилом секторе не выросло и определялось в большей степени характеристиками отопительного сезона, чем этими факторами;

– рост спроса на тепло за счёт нового строительства только компенсировал снижение объёмов реализации тепла существующим потребителям по мере снижения ими потребления, а также за счёт роста оснащённости жилых зданий приборами учёта тепловой энергии, и соответствующего приведения выставленных в счетах объёмов отпуска тепла реально потреблённому, а не расчётному, как прежде, количеству тепла;

– в промышленности потребление тепла повысилось только в процессах добычи нефти и переработки топлива, в производстве удобрений, картона и мяса, при производстве прочих продуктов потребление тепловой энергии упало абсолютно, несмотря на существенный рост их производства. Происходили процессы замещения тепловой энергии у конечных промышленных потребителей. Практически во всех секторах экономики происходили процессы замещения тепла от централизованных источников другими источниками. Особенно значительно доля централизованного тепла снизилась в промышленности: с 35 процентов в 2000 году до 31 процента в 2006 году. В результате после 1990 года ТЭЦ потеряли треть своей прежней ниши тепла (примерно 300 млн. Гкал/год). Возрождение промышленности после 2000 года не позволило вернуть эту часть рынка. Примерно такой же сегмент рынка потеряли котельные, в основном промышленные. С 2000 года увеличивалось производство тепла только на индивидуальных, теплоутилизационных и прочих установках при стагнации или некотором снижении его выработки на ТЭЦ и котельных. Процесс децентрализации производства тепла привёл к росту доли индивидуальных установок с 13,7 процента в 1990 году до 18 процентов в 2000 году и до 20 процентов в 2006 году за счёт снижения доли централизованных источников [97].

Среди задач, повышающих риски роста издержек теплоснабжения и требующих первоочередного решения, необходимо выделить: отсутствие перспективных генеральных планов, муниципальных энергетических планов и обновлённых схем теплоснабжения в подавляющем большинстве населённых пунктов; завышенные тепловые нагрузки потребителей; избыточная централизация многих систем теплоснабжения; снижение или стабилизация на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ при полном отсутствии государственной политики поддержки и стимулирования совместной выработки тепла и электроэнергии; высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей

(около 50 процентов всех затрат в системах теплоснабжения); потери в тепловых сетях несколько выросли, поэтому в 2000–2008 годах полезное потребление тепла абсолютно снизилось [97]. Практически во всех локальных системах теплоснабжения (за очень редким исключением) отмечается значительный (20 процентов и более) избыток располагаемых мощностей, определённый с учётом нормативных требований по их резервированию. Оценки тепловых нагрузок потребителей, как правило, существенно завышены. В Москве суммарная мощность источников теплоснабжения равна 54 тыс. Гкал/час при нагрузке 37 тыс. Гкал/час. При нормальном резерве мощности в 13 процента её избыток составляет 12 тыс. Гкал/час, или 22 процента. Многие новые источники теплоснабжения строятся с огромным и необоснованным запасом мощности. Избыточное резервирование мощности существенно удорожает эксплуатацию таких систем [98].

Указанные проблемы являются не локальным явлением, а распространены на всей территории Российской Федерации, определяя направление развития или создавая условия для стагнации теплоэнергетического хозяйства, о масштабах которого могут дать представление следующие данные. Теплоэнергетическое хозяйство Российской Федерации в 2010 году включало в себя 19 681 предприятие суммарной мощностью 661 933 Гкал/ч. В коммунальной энергетике эксплуатируется 73,3 тыс. котельных, из них 40 874 находится в муниципальной собственности. Из общего числа котельных 31 тыс. работает на твёрдом топливе, 6,5 тыс. – на жидком, более 32 тыс. – на газе, остальные – на местном топливе [99]. В России работает 705 котельных мощностью более 100 Гкал/час, 2847 котельных мощностью от 20 до 100 Гкал; 14 358 котельных мощностью от 3 до 20 Гкал. [97]. Также в России действует 585 ТЭЦ, 332 электростанции общего пользования, 253 промышленных АО. Суммарная протяжённость тепловых сетей в России составляет 176,5 тыс. км. В организациях, занимающихся строительством, эксплуатацией, ремонтом, наладкой, обслуживанием систем теплоснабжения и теплопотребления работает около 2 млн. человек. Производство тепловой энергии всеми теплоисточниками в 2006 году составило около 1990 млн. Гкал. Источниками централизованного теплоснабжения было отпущено 1446 млн. Гкал. В сфере теплопотребления наибольшая доля приходится на жилищный сектор, она достигает 51 процента, доля промышленности равна 38 процентов, сферы услуг – 8 процентов, сельского хозяйства – 3 процента [123].

Рынок тепловой энергии – один из самых больших монопродуктовых рынков России. Однако на федеральном уровне нет ни структур управления, ни единой политики развития систем теплоснабжения. Все региональные рынки тепловой энергии можно разделить на четыре категории: сверхкрупные – 15 городов с потреблением тепловой энергии более 10 млн. Гкал в год; крупные – 44 города с потреблением от 2 до 10 млн. Гкал в год; средние – сотни городов с потреблением от 0,5 до 2 млн. Гкал в год; малые – более 40 тыс. поселений с потреблением тепла от централизованных источников менее 0,5 млн. Гкал в год [98].

В общем потреблении тепла и электроэнергии населёнными пунктами Российской Федерации доля энергии на цели теплоснабжения, включая электроэнергию на функционирование систем теплоснабжения, превышает 80 процентов. Основным потребителем тепла является жильё. Например, в Московской области согласно «Схеме тепло- и электроснабжения Московской области до 2020 года», разработанной ГУП МО «НИИПи градостроительства», самым крупным потребителем тепловой энергии в городской застройке является жилой фонд, доля которого составляет 40 процентов (табл. 3.8) [85].

В ряде регионов (Приморье, Хабаровск, Якутия, Еврейская автономная область) порядка 70 процентов тепла потребляется жилищным сектором [124].

Таблица 3.8

**Годовой расход тепловой энергии в городской застройке Московской области
млн. Гкал (2002 г.)**

Отрасль	Млн. Гкал	%
Застройка жилых микрорайонов, в том числе:	38,393	61 %
- жилой фонд	25,143	40%
- соцкультбыт	6,1	10%
- организации	7,15	11 %
бюджетной сферы		
Промышленность	20,89	33 %
Коммунальное хозяйство	2,4	4 %
Коммунальный транспорт	1,21	2 %
Итого	62,893	100 %

В результате рассмотрения энергетического комплекса региона с точек зрения различных ведомственных институтов, становится ясно, что сектор «большой энергетики», включающий в себя электроснабжение и частично теплоснабжение от ТЭЦ, развивается практически без связи с теплоэнергетическим хозяйством и системой жизнеобеспечения, оказывающей жилищно-коммунальные услуги (ЖКУ) в городах, посёлках городского типа и сельских поселениях.

3.6. Некоторые закономерности распределения тарифов

В условиях построения рыночной экономики и снижения дотаций в ЖКХ, механизмом реализации государственной энергетической политики в отношении систем теплоснабжения населённых пунктов Российской Федерации является система тарифообразования, поэтому далее рассмотрим её более подробно.

Тарифообразование в теплоснабжении до 1.01.2011 года регулировалось Федеральным законом от 14.04.1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», а с указанной даты – Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», определяющим тарифы в сфере теплоснабжения – как систему ценовых ставок, по которым осуществляются расчёты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя.

Закон вводит право выбора из 4 методов регулирования тарифов: метод экономически обоснованных затрат («издержки плюс»); метод индексации установленных тарифов; метод обеспечения доходности инвестированного капитала; метод сравнения аналогов.

В настоящее время практически на всей территории Российской Федерации (за небольшим исключением) на тепловую энергию устанавливаются одноставочные тарифы. Основным методом ценообразования является метод «издержки плюс», предполагающий формирование необходимой валовой выручки (с заданной прибылью) под обеспечение планируемого объёма производства и передачи энергии. Как следует из приведённого названия, одноставочный тариф формируется из одной стоимостной составляющей тепловой энергии, получаемой суммированием всех затрат теплоснабжающей организации на всех этапах производства, транспортировки и распределения тепловой энергии. Вышеуказанная стоимостная составляющая в конечном счёте определяет цену единицы энергии, поставляемой потребителю (тариф) [125].

Цена (тариф) на жилищно-коммунальные услуги – величина не только синтетическая, но и политическая. Она отражает особенности хозяйственно-финансовой деятельности ресурсоснабжающей организации (РСО), и должна учитывать при этом платёжеспособность основной группы потребителей коммунальных услуг, т.е. населения. Формально основным методом регулирования тарифов на коммунальные услуги является согласование РСО так называемых экономически обоснованных затрат. Фактически же суть регулирования сводится к достижению компромисса с регулирующей организацией относительно достаточного для поддержания деятельности РСО размера валовой выручки. В этих условиях целью тарифной политики стала минимизация выручки коммунальных организаций, снабжающих население ресурсами (теплом, водой, электричеством и газом), а также перенос финансовой ответственности за коммунальные услуги, потреблённые организациями бюджетной сферы и населением, на иные группы потребителей путём введения механизма перекрёстного субсидирования тарифов.

В этих условиях из себестоимости услуг ЖКХ были фактически исключены затраты, связанные с перспективными нуждами предприятий: амортизационные отчисления, достаточные для модернизации инженерного оборудования, проведения профилактических ремонтов, осуществления НИОКР, повышения квалификации работников и тому подобное. Все эти неосуществлённые затраты представляли собой потенциал отложенной инфляции, который реализовался по мере выполнения комплексных программ по модернизации коммунальной инженерной инфраструктуры муниципальных образований. Недоучёт затрат воспроизводственного характера в ЖКХ стал причиной функционирования его предприятий в режиме выживания. Ориентация тарифного регулирования исключительно на текущие затраты не позволяет РСО привлекать какие-либо иные инвестиции, кроме бюджетных или средств, полученных за счёт повышения тарифов для потребителей [126].

В результате рост цен (тарифов) на энергоносители, услуги ЖКХ не улучшает ситуацию в жилищно-коммунальной сфере и не способствует повышению качества предоставляемых услуг, приводя к дополнительному росту рисков в связи с нарастанием уровня износа основных фондов. Как показали результаты контроля департамента аппарата полномочного представителя Президента Российской Федерации в ЦФО, износ объектов инженерной инфраструктуры ЖКХ составляет около 60 процентов. По состоянию на начало 2010 года, в регионах ЦФО износ котельных составил 56,3 процента, тепловых сетей – 62,7, водопроводных сетей – 62,3 процента. Наибольший износ оборудования инженерной инфраструктуры жилищно-коммунальной сферы наблюдается в Калужской и Курской областях: тепловые сети – 70,6 и 74,3 процента, водопроводные сети – 74,3 и 68,6 процента соответственно [127].

Проведя совместный анализ распределения величин тарифов на ЖКУ и состояния коммунального хозяйства, можно определить динамику развития систем жизнеобеспечения муниципальных образований и спрогнозировать направления развития населённых пунктов в различных регионах Российской Федерации. Величины тарифов, с одной стороны, являясь концентрированным отражением состояния системы ЖКХ и прямо пропорциональны существующим величинам издержек, с другой стороны, основным параметром, при помощи которого осуществляется регулирование деятельности и развития коммунальных предприятий. Посредством установления различной величины тарифа, государство влияет на более глубокие процессы социально-экономического развития, определяя процессы расселения, урбанизации, риски депопуляции в пределах региона.

Проиллюстрируем, как работают отмеченные механизмы, на примере Краснодарского края – территории с относительно мягким климатом, расположенной на юге России, и, соответственно, минимальным влиянием, оказываемым теплоснабжением на развитие региона. Поэтому можно предположить, что выявленные далее проблемы имеют не менее острый характер в более северных территориях с большей потребностью в обеспечении теплом.

Построим в логарифмическом масштабе распределение стоимости тепловой энергии для двух групп потребителей: теплосети (обозначены ромбами) и ведомственные теплоснабжающие предприятия ((ТСО) – обозначены черточками) на основе данных [128]. Выберем координаты: объем представляемой услуги; величина тарифа.

Мы видим, что стоимость тепловой энергии, отпускаемой теплосетями, выше, чем ведомственными энергоснабжающими предприятиями и в среднем стоимость тепла на предприятиях, отпускающих больше тепла, выше, чем на малых.

Характер распределения величин тарифов не зависит от технологического процесса и наблюдается в аналогичном распределении стоимости водоснабжения и водоотведения (рис. 3.13, 3.14), что указывает на необходимость комплексного рассмотрения систем жизнеобеспечения населённого пункта.

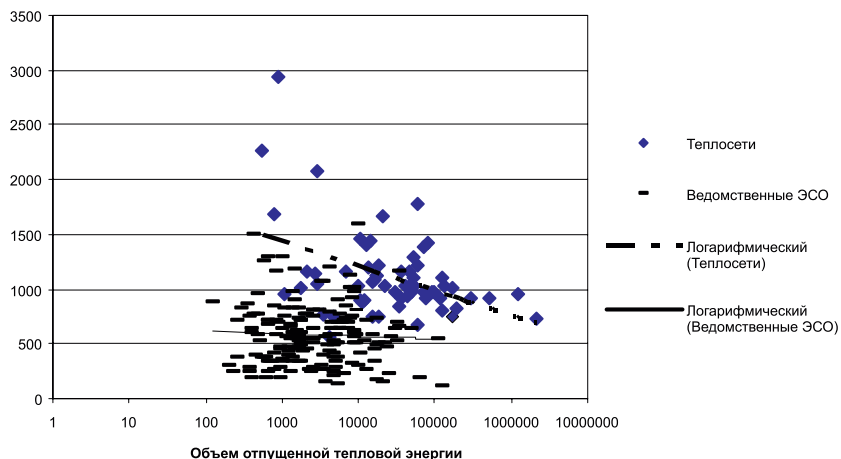


Рисунок 3.12. Тарифы на теплоснабжение энергоснабжающих Краснодарского края в логарифмическом масштабе (величина тарифа (руб./Гкал); объём отпущенной тепловой энергии (Гкал/год))

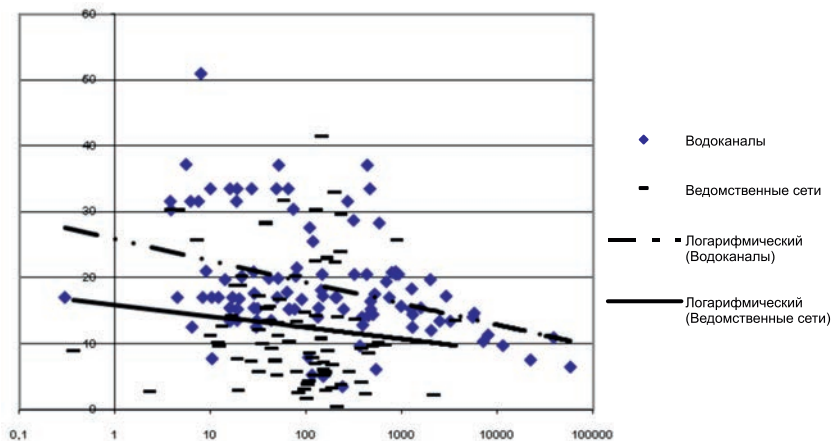


Рисунок 3.13. Тарифы водоотведения водоканалов и ведомственных сетей Краснодарского края (величина тарифа (руб./м³); объём водоотведения (т. м³/год))

Следует заметить, что в некоторых муниципальных образованиях проводится совместная эксплуатация и развитие систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения. Например, МУП «Инженерные сети г. Долгопрудный» Московской области позволяет учитывать весь комплекс проблем жизнеобеспечения города с населением более 85 тыс. чел., добиваясь снижения издержек в работе городского хозяйства на протяжении двух десятилетий. Данный пример расположенного в 3 км от Москвы города указывает, с одной стороны, на возможность комплексного подхода к системе жизнеобеспечения населённого пункта в рамках существующего законодательства Российской Федерации, а с другой – на отсутствие единой точки зрения государства в данном вопросе. В качестве аналогичных примеров можно привести предприятия Краснодарского края: МУП «Тепловодкомплекс «Кавказский», МУП «Тепловодкомплекс» Темижбекского сельского поселения, Новопокровские тепловые сети, оказывающие в том числе услуги водоснабжения и водоотведения, десятки, сотни МУ МПЖКХ в посёлках городского типа, станицах, сельских поселениях, в которых теплосети и водоканалы не выделились в самостоятельные хозяйствующие субъекты и так далее.

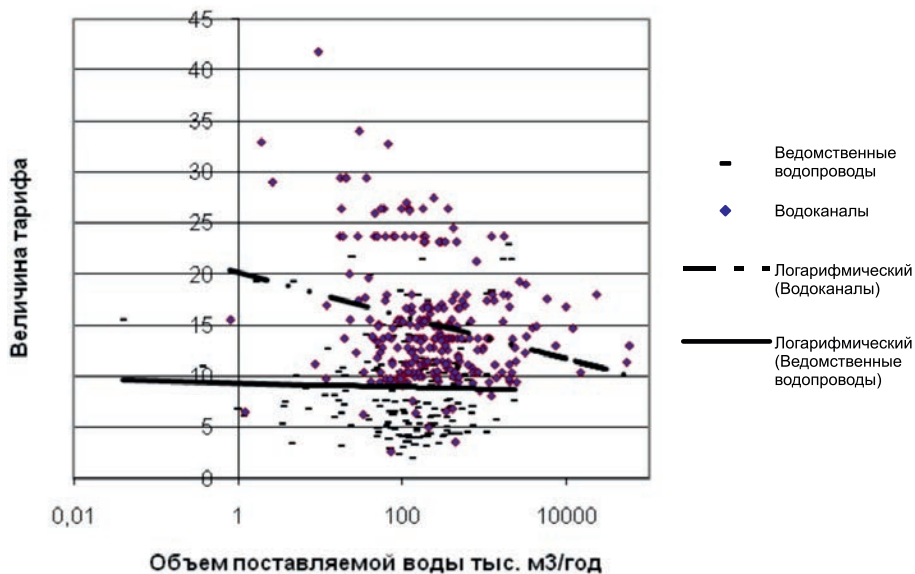


Рисунок 3.14. Тарифы водоснабжения водоканалов и ведомственных сетей (величина тарифа (руб/м³); объём водоснабжения (т. м³/год))

Для определения закономерностей в установившихся величинах тарифов на ЖКУ применим методологию рангового ценологического анализа [129, 130]. Под ранговым распределением понимается распределение, полученное

в результате процедуры ранжирования последовательности значений параметра, поставленных соответственно рангу. Ранг – это номер особи (теплосети, водоканала) по порядку в некотором распределении (по величине тарифа на услугу). В графическом виде ранговое распределение представляет собой ряд, где по оси абсцисс откладывается ранг объекта, по оси ординат – величина параметра, хорошо подчиняющийся H -распределению $A(x) = A/x^\beta$, где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(1) = A_1$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта (например, объём отпуска тепла ОАО «Краснодартеплоэнерго» в тыс. Гкал/год).

Числовые параметры, определяющие H -распределения для РСО Краснодарского края, представлены в табл. 3.9. Мы видим, что теплосети и водоканалы имеют более высокий коэффициент достоверной аппроксимации (R^2) в распределении по величине тарифа и более корректно описываются H -распределением по сравнению с ведомственными РСО. По-видимому, это связано с тем, что расчёт величин тарифов в коммунальных предприятиях происходит по схеме «затраты +», в то время как в ведомственных организациях предоставление ЖКУ не является основной деятельностью и на определение тарифов в значительной степени влияют административно-командные отношения, а также отсутствие у собственника стимулов повышать свои издержки.

Таблица 3.9

Показатели H -распределений по величине тарифа и по объёму предоставляемых услуг предприятий Краснодарского края, оказывающих ЖКУ

Тип организации и вид ЖКУ	По величине тарифа		По объёму услуг		Кол-во организаций
	β	R^2	β	R^2	
<i>Теплосети</i>	0,31	0,94	1,69	0,82	63
Ведомственные энергоснабжающие организации	0,45	0,73	1,32	0,89	180
Все организации, предоставляющие услуги теплоснабжения	0,50	0,74	1,74	0,92	243
<i>Водоканалы, услуги водоснабжения</i>	0,362	0,84	1,49	0,89	195
Ведомственные водопроводы	0,48	0,82	1,39	0,62	185
Все организации водоснабжения	0,47	0,76	1,424	0,74	380
<i>Водоканалы, услуги водоотведения</i>	0,424	0,74	2,3	0,9	105
Ведомственное водоотведение	0,755	0,71	1,4	0,76	77
Все организации водоотведения	0,58	0,62	1,96	0,89	182

Обращает на себя внимание диапазон изменения тарифов (рис. 3.12–3.14): отношение максимальной величины тарифа к минимальной составило:

- на услуги теплоснабжения 27,4 (2930 и 107 руб./Гкал);
- на услуги водоснабжения 16,6 (33,98 и 2,05 руб/м³);
- на услуги водоотведения 118,6 (51 и 0,43 руб/м³).

Как видим, отношение величины тарифов на различных предприятиях за одинаковую услугу в рамках одного климатического пояса и с относительно одинаковым уровнем экономического развития может различаться более чем в двадцать раз, что указывает на возможность обосновать и защитить в органах, занимающихся регулированием тарифов, величины затрат, отличающиеся более чем на порядок. Отметим, что средний тариф на тепловую энергию, произведённую в комбинированном режиме, составил 355,15 руб./Гкал, что значительно ниже среднекраевого тарифа (840 руб./Гкал).

Проиллюстрируем *H*-распределение PCO по объёму предоставляемых услуг. Параметры распределений представлены в табл. 3.9. На графиках 3.15 кроме параметрического ряда объёма предоставленной услуги нанесён второй ряд в виде пилообразной линии, пропорциональный величине тарифа в соответствующем водоканале или теплосети. Прерывистой линией нанесена линия тренда изменения тарифа на ЖКУ с уменьшением объёма предоставляемой услуги и соответственно населённого пункта. Возрастающий тренд стоимости услуги с уменьшением ресурсоснабжающей организации является общей закономерностью и не зависит от профиля деятельности предприятия.

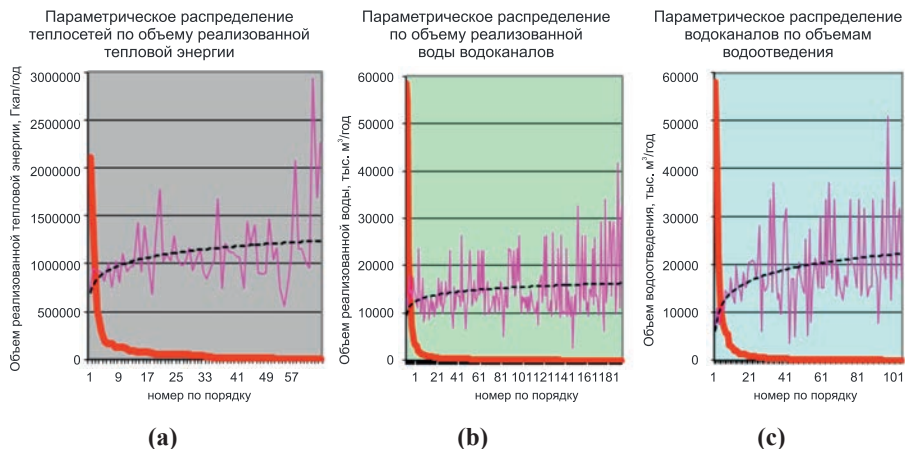


Рисунок 3.15. Параметрическое распределение ресурсоснабжающих предприятий по объёму реализованной услуги

Для подтверждения найденных зависимостей в системе тарифообразования ЖКХ, выявления причин и прогнозирования последствий для экономического развития регионов рассмотрим регион, расположенный на территории с более суровыми климатическими условиями – Кировскую область. На примере Кировской области, кроме абсолютных величин тарифа, проанализируем причины сложившейся ситуации.

3.7. Причины роста тарифов

Услугами централизованного теплоснабжения в крупных и средних городах Кировской области пользуется не более 70–80 процентов населения, в посёлках городского типа – менее 40 процентов, а 80 процентов населения сельских поселений пользуется печным отоплением. Основными факторами, характеризующими ресурсную эффективность теплоснабжающих организаций, являются удельный расход топлива, удельная протяжённость и повреждаемость сетей теплоснабжения. Указанные параметры входят в структуру себестоимости, на основании которой определяется экономически обоснованный тариф. С уменьшением размера населённого пункта растёт удельный расход топлива и электроэнергии, процент потерь и утечек, а также численность работающих на тыс. жителей (табл. 3.10). В итоге создаются условия для экономического обоснования высоких тарифов для населения, проживающего в мелких поселениях с более низкой платёжеспособностью.

Таблица 3.10

Ресурсная эффективность на предприятиях теплоснабжения Кировской области

Показатель	Города		ПГТ	Посёлки и сельские поселения		Норматив-индикатор
	крупные	малые		разви-вающиеся	стагни-рующие	
Удельный расход топлива, кг у.т/Гкал	169	182	195	205	212	155–160
Удельный расход электроэнергии, кВтч/Гкал	26	28	29	30	32	19–24
Потери и утечки, %	7	6	12	16	24	12–15
Численность работающих на 1 тыс. обслуживаемых жителей	4	11	15	18	25	3,5–4,5

На предприятиях посёлков городского типа (ПГТ) и сельских районов удельный расход электроэнергии на производство и транспортировку тепловой энергии превышает на 20–30 процентов среднее значение, что в большей мере определяется низкой плотностью застройки, большими условно постоянными затратами, устаревшим оборудованием и отсутствием инвестиций в модернизацию и ресурсосбережение.

Анализ соотношения установленных мощностей и рационального потребления показал, что наиболее эффективно (на 65–75 процентов мощности) используются котельные в городах. В Кирове использование имеющихся мощностей составляет 97 процентов. В сельских поселениях муниципальных районов мощности источников теплоснабжения задействованы чуть более 20–25 процентов. Причина столь существенной дифференциации заключается в том, что в сельской местности и, частично, в райцентрах котельные проектировались и строились с учётом не только обеспечения населения теплом, но и для теплоснабжения предприятий. В настоящее время подавляющая часть градообразующих предприятий в малых поселениях не работает, а установленные мощности используются только для обеспечения нужд населения и объектов социального назначения, что и определяет их избыточность. При этом наличие резервных мощностей в целом по населённому пункту не всегда гарантирует качественное теплоснабжение всем потребителям, так как отсутствие закольцовки теплотрасс не позволяет в случае необходимости снизить риски прекращения подачи тепла и производить переключение абонентов от одного источника теплоснабжения к другому.

На рис. 3.16 показано распределение городов Кировской области по величине потерь в теплосетях и материальной характеристике (произведение длины на диаметр теплотрассы), потери в теплосетях и сама протяжённость теплосетей значительно выше в районах с низкой плотностью населения. Системы теплоснабжения крупных городов находятся в зоне высокой эффективности.

Характер структурных проблем, определяющих систему теплоснабжения, типичен и для системы водоснабжения. Данные табл. 3.11 показывают закономерность роста удельного расхода электроэнергии, процента потерь и утечек, численности работающих в водоканальном хозяйстве (ВКХ) на 1 тыс. человек с уменьшением размера обслуживаемого населённого пункта. В структуре затрат ВКХ со снижением численности населённого пункта снижается доля ремонтного фонда, растут затраты на оплату труда, снижается доля средств на инвестиции, как правило, отсутствует прибыль. Эта закономерность ведёт к более быстрому износу основных средств ПГТ и сельских поселений, обоснованию необходимых затрат на их содержание, что в конечном счёте входит в экономически обоснованный тариф для конечного потребителя.

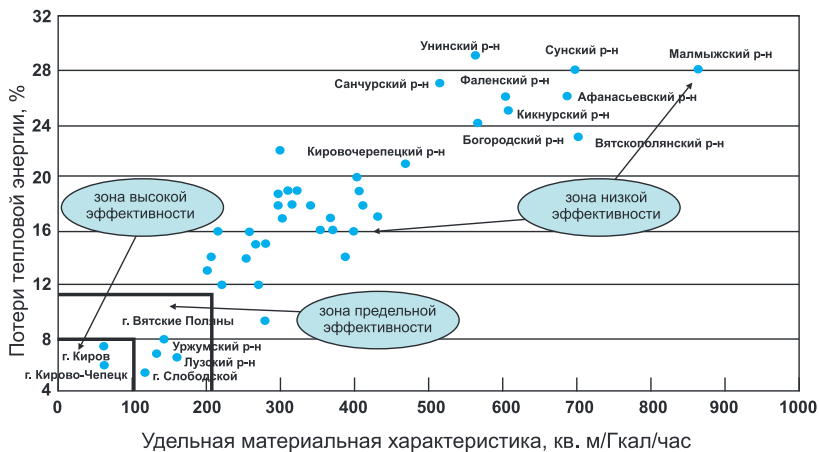


Рисунок 3.16. Распределение районов Кировской области по величине теплотерь и материальной характеристике теплотети

Одной из причин сложившейся ситуации является низкая загрузка оборудования коммунальных предприятий в районах в связи с сокращением потребления промышленности и выездом части населения. Данная ситуация характерна для большинства регионов России. Например, объём услуг водоотведения, предоставляемый МУП «ЖКХ» Крыловского сельского поселения Краснодарского края, был запланирован на 2008 год в размере 7,94 т.м³ при величине тарифа 39 руб./м³, что выше среденекраевого тарифа более чем в 3,5 раза. Фактически использование производственной мощности канализационно-насосной станции осуществляется на 4 процента.

Таблица 3.11

Ресурсная эффективность на предприятиях ВКХ области

Показатель	Города		ПГТ и сельские поселения	Норматив-индикатор
	крупные	малые		
Водоснабжение				
Удельный расход электроэнергии, кВтч/м ³	0,6	0,5–1,2	до 2,5	0,6–0,9
Потери и утечки, %	31	20–30	до 40	12–15
Численность работающих на 1 тыс. обслуживаемых жителей	3,0	5–8	10–22	2,5
Водоотведение				
Удельный расход электроэнергии, кВтч/м ³	0,8	1,1–2,8	до 1,2	0,3–0,4

Величины тарифов специализированных организаций на услуги водотведения в Кировской области различаются в 21 раз, причём самый низкий тариф в областном центре. (ОАО «Кировские коммунальные системы» г. Киров – 5,23 руб./м³; ООО ЖКХ «Торфяное» п. Торфяной Оричевского района – 50,74 руб./м³; ООО ЖКХ «Чуваши» Селезневское сельское поселение Кирово-Чепецкого района – 109,85 руб./м³.)

При учёте платёжеспособности населения (доход на душу населения в городе Кирове в 2006 году составлял 7700, а в Кирово-Чепецком районе – 5100 руб./человека в месяц) получим, что отношение платёжеспособности населения к величине тарифа близко к сорокакратной величине. Следует заметить, что для анализа доступны только среднерайонные данные платёжеспособности. Если принять во внимание, что в пределах Кирово-Чепецкого района доходы между райцентром с развитой химической промышленностью и посёлками, где уровень дохода ниже среднерайонного значительно различаются, то величина различия увеличится.

В этой связи следует отметить, что дифференциация доходов населения Российской Федерации превысила разумные пределы – по оценкам Института социально-экономических проблем народонаселения (ИНСЭПН) РАН разрыв в доходах 10 процентов высокообеспеченных и 10 процентов малообеспеченных увеличился до 17 раз и продолжает увеличиваться, причём при принятой государственной экономической политике не видно оснований для смены указанной негативной тенденции. Этот разрыв в большинстве европейских развитых стран составляет 6,0–7,0 и, во всяком случае, не превышает 10,5 в США. По распространённому мнению социологов разных стран, как только отношение указанных децильных параметров превышает 12,0, возникают новые типы рисков дестабилизации общества, и обстановка становится социально опасной [131].

Перечисленные проблемы характерны для всей территории Российской Федерации. Как показал анализ систем теплоснабжения, выполненный ЦЭНЭФ по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югра, 64 процента муниципальных котельных имеют КПД ниже 80 процентов, 27 процентов котельных имеют КПД ниже 60 процентов, а 13 процентов котельных имеют КПД ниже 40 процентов (рис. 3.17).

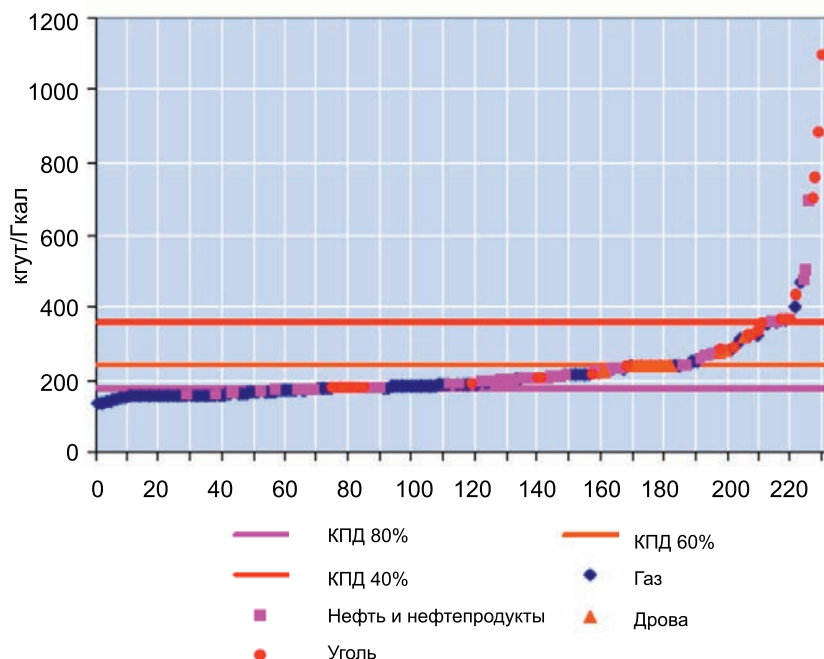


Рисунок 3.17. Распределение выборки из 230 котельных ХМАО по уровню удельных расходов топлива на производство тепла

Мы видим, что распределения величины тарифов определяется технологическими особенностями производственного процесса. В частности, одной из причин ценологического распределения тарифов на тепловую энергию является распределение удельных расходов топлива на производство тепла (рис. 3.7), распределение удельного расхода электроэнергии на производство и транспортировку тепла для различных котельных (рис 3.17) и тому подобное. В рамках системы тарифообразования затраты + эти технологические зависимости определяют распределение тарифов. Существующее распределение тарифов не может быть объяснено различием топлива – газа в крупных городах и угля, мазута и тому подобного в небольших населённых пунктах. В качестве иллюстрации построим распределение наиболее крупных 17 теплоснабжающих организаций (ТСО) Краснодарского края [128] и соответствующих им величин тарифов на тепловую энергию (рис. 3.18). Выбор столь небольшого количества объектов позволил отбросить ТСО с основным видом топлива уголь, мазут и печное топливо и рассматривать только газовые котельные.

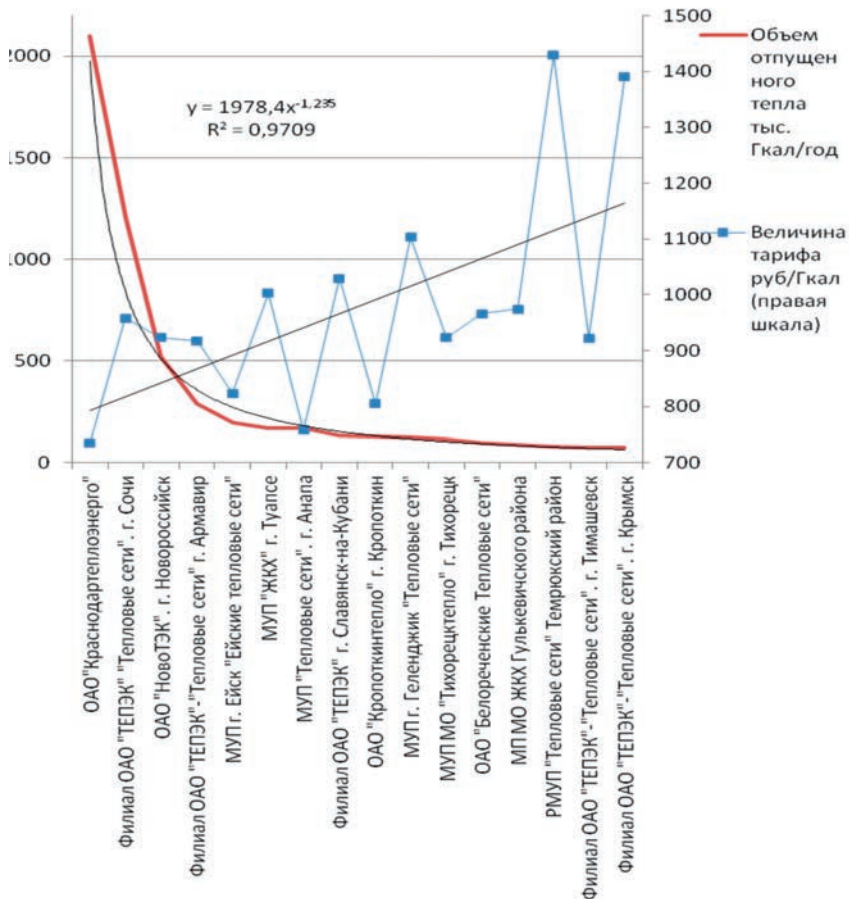


Рис. 3.18. Зависимость величины тарифа на услуги теплоснабжения от объема отпущенной тепловой энергии теплосетями Краснодарского края

Мы видим, что несмотря на одинаковое значение топливной составляющей, отношение максимальной и минимальной величины тарифа на тепловую энергию достигало двукратной величины (735 и 1429 руб./Гкал). На рис. 3.18 прямая линия соответствует тренду роста тарифа при снижении объема отпуска тепловой энергии. Данный факт указывает, что без изменения технологических процессов, которые будут способны изменить указанные зависимости, не может быть изменения сложившейся ситуации. То есть сама сформированная за

десятилетия система определяет отмеченные выше зависимости, ведёт к росту рисков обеспечения устойчивого социально-экономического развития регионов и без изменения подходов государства в рамках энергетической политики не могут быть изменены процессы влияния системы ресурсоснабжения на социально-экономические процессы.

В этой связи необходимо отметить, что в системах централизованного теплоснабжения, где отпуск тепла происходит от ТЭЦ и оно вырабатывается совместно с электроэнергией, тарифы на него значительно ниже по сравнению с теплом, произведённым на котельных. Так как доля расходов домохозяйств на электроэнергию значительно ниже по сравнению с теплом (рис. 3.8), то технологические решения, обеспечивающие снижение стоимости тепла, должны быть приоритетными при принятии стратегических решений о развитии энергетики Российской Федерации.

3.8. Доступность тарифов и степень её влияния на региональное развитие и миграцию населения

При сегодняшней практике определения тарифа на определённую услугу, ключевым понятием является декларирование её доступности для потребителя. Мы видели, что низкая плотность населения в посёлках городского типа и сельской местности определяет повышенный удельный расхода топлива, более высокий процент потерь и утечек, увеличенную удельную численность работающих в ЖКХ и протяжённость сетей. Расчёт величины тарифа из размера затрат определяет его максимальные значения в коммунальных предприятиях с более высокими издержками. Соответственно потребителям в малых городах услуги предоставляются по более высокой цене. При этом платёжеспособность населения в малых городах ниже, чем в промышленных центрах.

Найденные зависимости имеют непосредственное влияние на внутрирегиональное развитие. Системы централизованного теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения являются локальными монополиями и в долгосрочной перспективе у потребителя отсутствует возможность влиять на сумму платежей за ЖКУ. Для рассмотрения вопроса о возможности влияния потребителей на сумму платежа и объём потребляемой услуги разделим ЖКУ на три группы:

1. Услуги, объём потребления которых потребитель не может изменить (нормативный вывоз твёрдых бытовых отходов (ТБО), отопление в пределах одной квартиры при вертикальной внутридомовой системе теплоснабжения).
2. Услуги, объём потребления потребитель может регулировать, но оплачивает определённую норму вне зависимости от объёма потребления (потребление горячей и холодной воды, газа без приборов учёта, пользование лифтом).
3. Услуги, оплата которых происходит согласно приборов учёта (электроэнергия, водо- и газоснабжение со счётчиками, потребление тепла

потребителями, которые имеют техническую возможность и установили приборы учёта расхода тепловой энергии).

Первые две группы услуг потребитель оплачивает из нормативов и уровня тарифа. Для изменения величины платежа возможно установление приборов учёта с последующим переводом услуги в третью группу. Проанализируем последствия подобной возможности. Система тарифообразования представляет следующее решение руководству коммунального предприятия при массовом переводе оплаты услуги по фактическому потреблению и документальному подтверждению уменьшения объёма потребления. Изменения технологии предоставления услуги не происходит, сумма постоянных издержек остаётся фиксированной, изменяется только объём оплаченной в рамках тарифа текущего периода услуги. Так как количество потребителей не изменилось (система замкнута), на следующий период регулирования коммунальное предприятие произведёт перерасчёт себестоимости единицы услуги и утвердит величину экономически обоснованного тарифа с фиксированной нормой прибыли на более высоком уровне. В зависимости от вида услуги замкнутой системой может быть поселение (услуги отопления), группа муниципальных образований (например, водоотведение в городах и посёлках, связанных в систему Щёлковских очистных сооружений Московской области), территория, объединённая сетевой компанией (электроэнергия).

При этом существует закономерность – чем меньшую по масштабам замкнутую систему мы рассматриваем, тем большее влияние на её последующую динамику оказывает снижение оплачиваемого расхода потреблённой услуги, возникшее в результате либо перехода фиксированного количества потребителей на оплату на основании показаний приборов учёта, либо в результате выхода части потребителей из системы. Динамикой в любом случае является повышение тарифа с целью скомпенсировать возникающее увеличение удельных издержек.

Таким образом, в долгосрочном периоде изменить сумму оплаты за ЖКУ потребитель практически не имеет возможности. С другой стороны, у домохозяйств ограничена возможность увеличить доход при именуемом рынке труда малого города или сельского поселения [132].

Единственный способ уменьшения суммы оплаты – это снижение издержек путём перехода систем жизнеобеспечения на новые технологические решения.

Мы видим, что существующая система определения тарифов на жилищно-коммунальные услуги увеличивает объективно существующее неравенство уровня жизни для регионов России. В связи с повышенным уровнем оплаты ЖКУ и более низким уровнем дохода, в малых городах и сельских поселениях происходит миграция населения в мегаполисы. В результате наблюдается снижение коэффициента загрузки оборудования, увеличение удельных характеристик, увеличение процента населения, занятого в системе ЖКХ малых населённых пунктов, далее это ведёт к обоснованию роста экономически подтвер-

ждённого тарифа. Доступность услуг ЖКХ снижается, размер их оплаты растёт в абсолютном выражении, население уезжает дальше и так далее.

В первой главе была рассмотрена динамика стоимости электроэнергии и показано её влияние на перспективы экономического развития страны. На рис. 1.9 и в табл. 1.5 был показан более быстрый рост стоимости электроэнергии в сравнении с потребительскими ценами. Однако согласно аналитическому докладу, выполненному Институтом энергетике и финансов, «Газпромбанком», Фондом содействия реформированию ЖКХ [125], рост тарифов на ЖКУ значительно опережает не только рост (рис. 3.19, 3.20, табл. 3.12), но и увеличение стоимости электроэнергии. Стоимость отопления, водоснабжения и водоотведения выросла больше, чем цена электроэнергии.

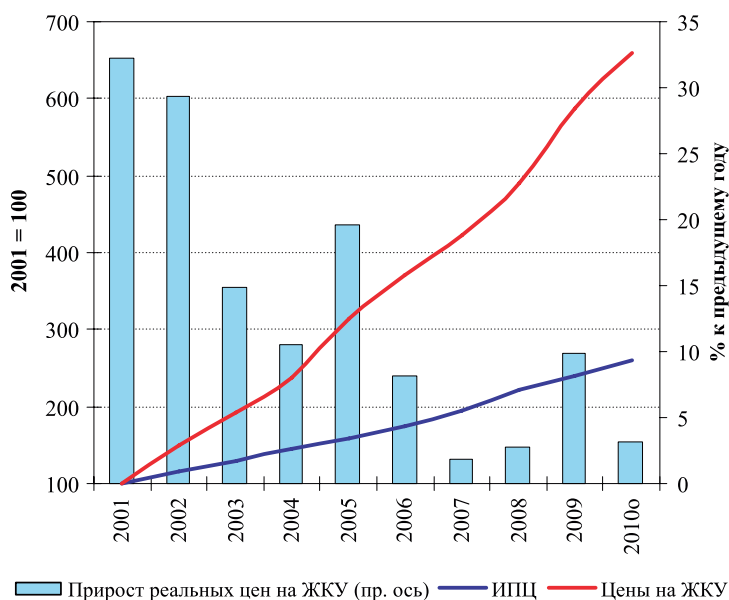


Рисунок 3.19. Динамика номинальных и реальных тарифов на ЖКУ в России и индекс потребительских цен, 2001–2010 гг.

Таблица 3.12

Темпы прироста потребительских цен и тарифов на ЖКУ, 2000–2009 гг., % к предыдущему году

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Индекс потребительских цен	20,2	18,6	15,1	12,0	11,7	10,9	9,1	11,9	13,3	8,8
Тарифы ЖКУ	42,6	56,8	48,8	28,7	23,5	32,7	17,9	14,0	16,4	19,6

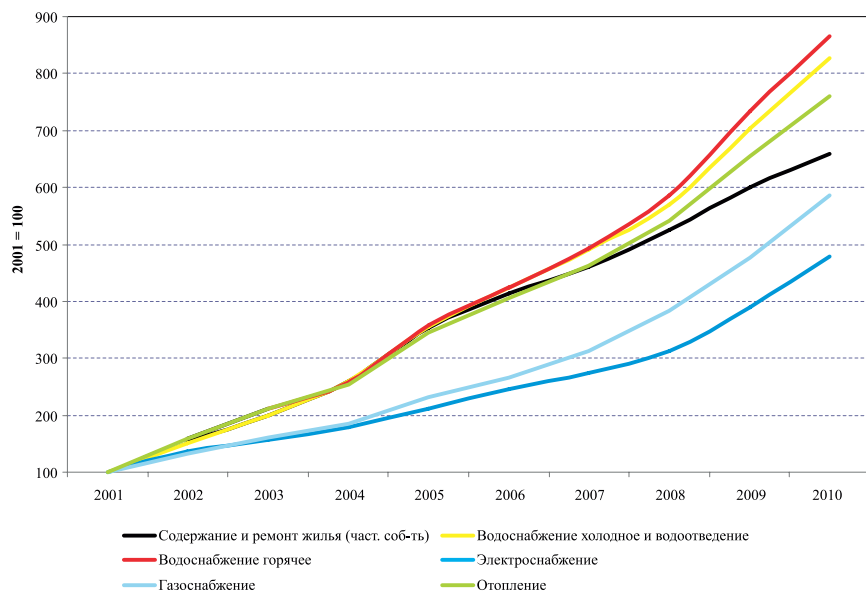


Рисунок 3.20. Динамика тарифов на отдельные жилищные и коммунальные услуги в РФ, 2001–2010 гг., 2001 г. = 100

Следует отметить, что доля расходов на оплату ЖКУ в потребительской корзине населения имеет кратные различия на уровне регионов. На рис. 3.21 представлено распределение регионов по отношению оплаты жилищно-коммунальных услуг к суммарным потребительским расходам населения за II квартал 2010 года, откуда следует, что в регионах юга России данный параметр в среднем ниже, чем в областях с более суровым климатом. Расположение Краснодарского края в правой части рис. 3.21 подтверждает ранее сделанное предположение об относительно меньшем влиянии расходов на оплату ЖКУ на экономическое развитие Кубани по сравнению с регионами с более суровым климатом. Совместный анализ рис. 3.21 и 3.22, на котором представлены данные Росстата по динамике численности жителей северных регионов, позволяет предположить, что высокая доля расходов на оплату ЖКУ оказывает влияние не только на внутрирегиональное развитие, но и на риски перераспределения населения между регионами, являясь одной из причин депопуляции северных территорий России. Действительно, регионы с наиболее быстрой убылью населения, динамика численности населения которых представлена на рис. 3.22, находятся в левой части рис. 3.21, где расположены регионы с более высокой долей затрат населения на оплату ЖКУ. Данный факт подтверждает предположение о значительной степени влияния распределения тарифов на демографические процессы не только внутри региона, но и в масштабах Российской Федерации.

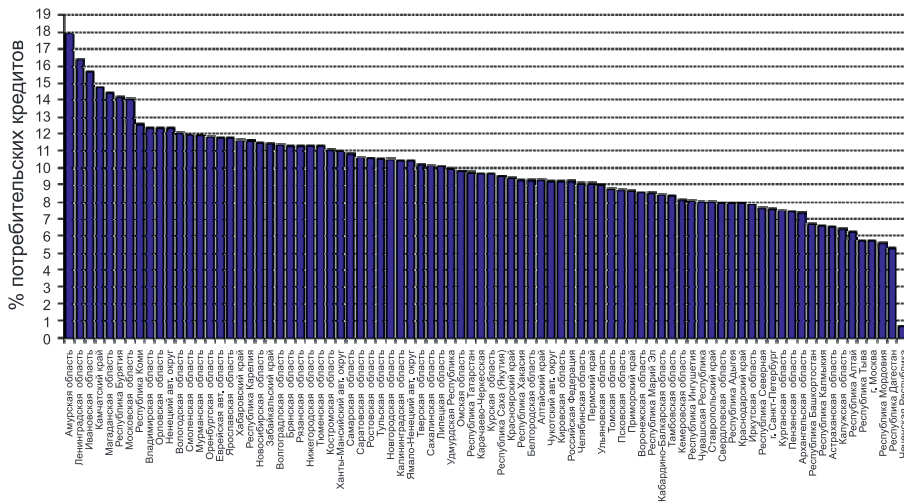


Рисунок 3.21. Распределение регионов по отношению оплаты жилищно-коммунальных услуг к суммарным потребительским расходам населения, II кв. 2010 г.

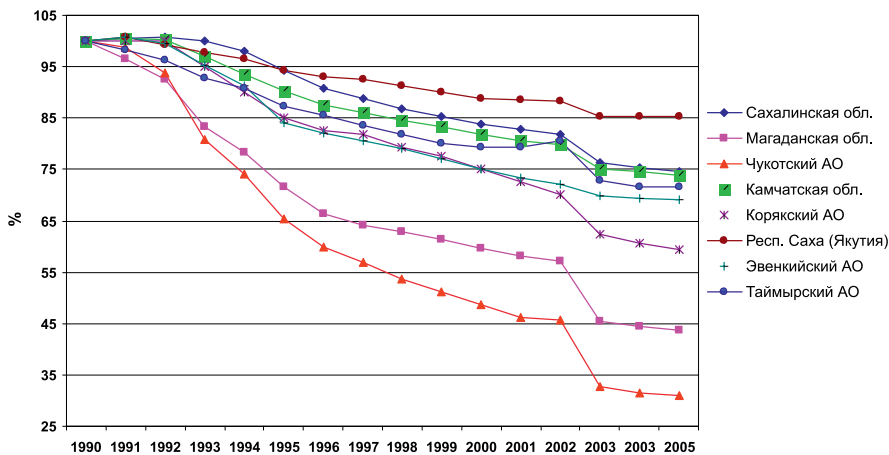


Рисунок 3.22. Данные Росстата по динамике численности населения северных регионов

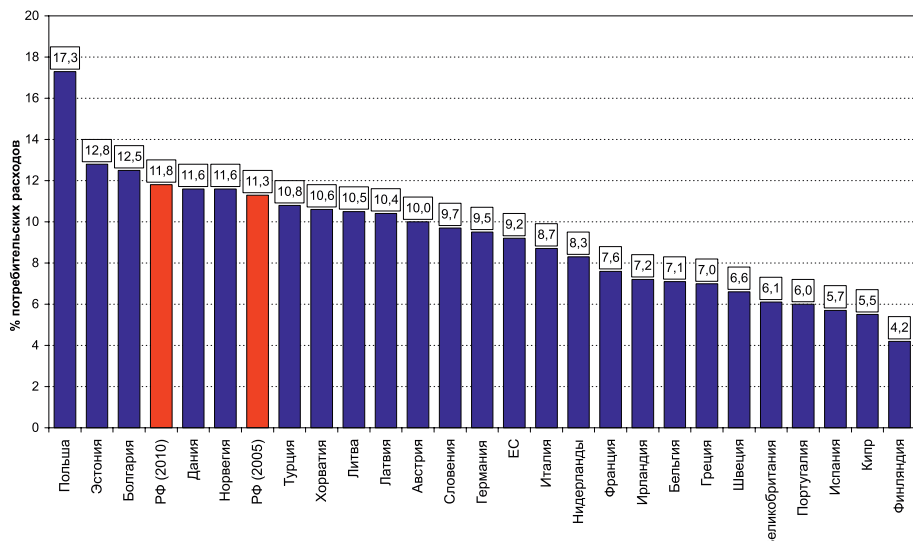


Рисунок 3.23. Доля расходов на ЖКУ в странах ЕС и России в 2005 г., % расходов

На основе сопоставления реального уровня потребительских расходов населения Российской Федерации и той роли, которую играют в нём траты на оплату ЖКУ, в вышеупомянутом Аналитическом отчёте показано, что Россия находится, по крайней мере, на среднеевропейском уровне по доле услуг ЖКУ в расходах, а возможно, уже попала в число европейских лидеров по этому показателю (рис. 3.23). При этом России удалось опередить европейские страны с наиболее холодным климатом – Швецию, Финляндию, Великобританию и даже Норвегию. По состоянию на 2010 год доля расходов на ЖКУ в России превысила и аналогичный параметр в Дании – стране с самой высокой долей энергии, производимой на основе значительно более капиталоемких возобновляемых источников [125].

Однако, как и в ситуации с электроэнергией, данные факты не гарантируют снижение темпов роста стоимости ЖКУ. Напротив, как указывается в Сценарных условиях развития электроэнергетики на 2009–2010 годы, к 2015 году ожидается практически удвоение стоимости тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения [116].

Сделаем прогноз влияния отмеченных закономерностей в установлении стоимости ЖКУ на внутрирегиональное развитие. В посёлках городского типа и сельской местности плотность населения заведомо ниже, как следствие удельный расход топлива, процент потерь и утечек, численность работающих

и протяжённость сетей на тысячу жителей повышены. Расчёт величины тарифа из размера затрат определяет более высокую величину тарифа в коммунальных предприятиях с более высокими издержками. В результате потребителям в малых городах услуги предоставляются по более высокой цене. Тогда как платёжеспособность населения в малых городах ниже, чем в промышленных центрах.

Согласно существующему постановлению Правительства Российской Федерации № 109 от 26.2.2004 г. «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» [133], в случае если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определённый в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год, регулирующие органы вправе применять при утверждении тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен). Индексации подлежат ранее утверждённые предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Таким образом, заложенные на настоящий момент отношения величин тарифов в разных муниципальных образованиях выступают в роли первого члена возрастающей геометрической прогрессии, который в пределах одной области различается на полтора-два порядка. Регулированию и ограничению подвергается только знаменатель геометрической прогрессии, показывающий процент максимального роста стоимости ЖКУ. Как видим, имеющиеся диспропорции в дальнейшем будут только прогрессировать.

В итоге при рассмотрении расселения населения на территории Российской Федерации как динамической системы, можно выявить ряд положительных обратных связей, ведущих к перераспределению населения из малых городов и сельских поселений в крупные города:

1. Потребители в муниципальных образованиях с тарифами выше среднеобластных и далее будут оплачивать ЖКУ в повышенном размере. Разница эта будет увеличиваться в геометрической прогрессии.

2. При выезде некоторой части населения удельные параметры системы ухудшаются, удельные величины расходов, доли обслуживающего персонала на тысячу жителей и так далее увеличиваются, что ведёт к более высокому тарифу, более высокой стоимости проживания в малых городах, появляются новые стимулы для миграции из глубинки в центр.

3. При уменьшении численности населения в малых городах размер муниципального бюджета снижается, возможности для ремонта ЖКХ, социальной инфраструктуры уменьшаются, инвестиционная привлекательность, качество

жизни в муниципальном образовании снижается, происходит дальнейшая миграция населения в места с более высоким качеством жизни.

4. При производстве любого товара или услуги в пределах поселения с более высокими тарифами на коммунальные услуги, издержки производства при прочих равных условиях будут выше. Таким образом, товары и услуги, изготовленные в малых населённых пунктах, будут иметь более высокую себестоимость, проигрывая в конкурентной борьбе аналогичным товарам, изготовленным в крупных городах с более низкими тарифами коммунальных услуг. Из теории динамических систем известно, что при таких условиях начальное состояние стремится перейти в новое состояние равновесия. В нашем случае состоянием равновесия является стагнация малых городов, ПГТ и сельских поселений.

На указанную закономерность обращали внимание многие исследователи, например основатель и генеральный директор Института экономических стратегий А. И. Агеев в докладе на внеочередном заседании Социально-консервативного клуба от 13.2.2007 года отметил: «У нас проблема с расселением. Мы потеряли около 20 тысяч населённых пунктов за последние 15 лет. У нас идёт чрезмерная урбанизация. И малонаселёнными являются те территории, где находятся наиболее привлекательные природные ресурсы. И здесь мы видим сценарий гиперурбанизации, когда Москва превратится с близлежащими территориями в то, что сможет впитать миллионов сорок, миллионов пятнадцать – Петербург и ещё там несколько миллионов Екатеринбург. А все остальное станет пустыней, где люди будут высаживаться вахтовым методом, чтобы обрабатывать земли и в условиях мирового продовольственного кризиса выращивать там на фермах необходимое продовольствие. Поэтому здесь однозначный вывод: в последние двести лет государство не устранилось от активной политики расселения, и сейчас пускать это на самотёк было бы крайне опрометчиво» [134].

Согласно исследованиям по исторической демографии в Российской Федерации происходит увеличение доли населения, живущего в городах с населением больше 100 тыс. чел. и снижение населения малых городов [135]. В 2000–2006 годах число городов с населением менее 100 тыс. человек уменьшилось, общая численность проживающих в них сократилась на 1981,3 тыс. человек (табл. 3.13).

Средняя численность населения таких городов снизилась с 29 330 до 27 349 человек – то есть в среднем города потеряли по две тысячи жителей. Обращает на себя внимание, что в 21 городе с населением 50–100 тыс. чел. число жителей сократилось, и такие города получили статус малых городов. При этом на фоне общего уменьшения населения происходит перемещение населения в города с населением более 500 тыс. чел.

Таблица 3.13

Изменение численности населения городов за 2000–2006 гг.

№	Ранг города по количеству жителей, тыс. чел.	Количество городов 2000 г.	Количество городов 2006 г.	Изменение 2000–2006 гг.	Общее число проживающих 2000 г.	Общее число проживающих 2006 г.	Изменение числа проживающих 2000–2006 гг.
1	Более 1000	12	11	-1	24171,1	25567	1395,9
2	500...1000	21	23	2	13531,3	14903,2	1371,9
3	100...500	133	134	1	28674,8	27987,7	-687,1
4	50...100	179	156	-23	12288,6	10746,2	-1542,4
5	20...50	364	356	-8	11823,9	11611,8	-212,1
6	менее 20	391	415	24	5219,1	4992,3	-226,8
	ВСЕГО:	1100	1095	-5	95708,8	95808,2	99,4

За время между переписями 2002 и 2010 годов число городов и посёлков городского типа уменьшилось на 554 и в сумме составляет (на октябрь 2010 года) 2386 городских населённых пунктов. Уменьшение произошло по следующим причинам: 413 посёлков городского типа преобразованы в сельские населённые пункты, 127 – включены в черту других городских населённых пунктов, 14 – ликвидированы в связи с выездом жителей. Число сельских населённых пунктов уменьшилось на 2164.

Из 1100 городов 85 процентов (936) составляют города с численностью населения до 100 тыс. жителей. В 12 городах Российской Федерации живёт более 1 млн. человек, в 25 городах – от 0,5 до 1,0 млн. человек, в 36 городах – от 0,25 до 0,5 млн. человек, в 91 городе – от 0,1 до 0,25 млн. человек. Почти четверть (23,6 процента) всех сельских населённых пунктов имеет численность населения менее 10 человек (в основном такие населённые пункты сосредоточены в Центральном и Северо-Западном федеральных округах), и ещё в 12,7 процента отсутствует постоянное население.

Согласно прогнозу министра экономического развития, представленного на Московском международном урбанистическом форуме 08.12.2011 года, количество малых и средних городов в России в ближайшие несколько десятков лет будет неуклонно сокращаться. В ближайшие 20 лет из малых и средних городов может высвободиться и мигрировать в крупные города до 15–20 млн. человек и если не заниматься этим вопросом серьёзно, не заниматься планированием городской политики с учётом данного фактора, то в будущем он станет серьёзной проблемой, с которой некоторые города сталкиваются уже сегодня [136]. Дополнительный вклад в этот процесс вносит сокращение количества

военных городков с 23 000 до 7 500 и дальнейшие планы Министерства обороны Российской Федерации по снижению их количества до 300 [137].

Из приведённого анализа можно сделать вывод, что в случае непринятия решений, которые смогут в ближайшее время перейти от фрагментарного подхода к построению систем жизнеобеспечения населённых пунктов, указанные негативные процессы будут продолжать происходить с нарастающей скоростью. В конечном итоге вопрос ставится о мерах, которые могут снизить, а впоследствии предотвратить процессы обезлюдивания российских территорий. Поэтому существовавший ранее подход к проблемам энергоснабжения, когда «большая» энергетика развивается вне связи с муниципальным энергообеспечением, требует пересмотра и поиска новых подходов.

Таким образом, государственная энергетическая политика должна быть взаимосвязана с задачами расселения и стать одним из механизмов влияния государства на расселение в пределах территории Российской Федерации.

3.9. Фрагментарный подход к вопросам ресурсоснабжения, как одна из причин роста энергозатратности российской экономики

Покажем, что без системного подхода невозможно достичь ожидаемого эффекта от мероприятий по энергосбережению. В некоторых случаях возникает парадоксальная ситуация: локально эффект достигнут, а на системном уровне можно констатировать только освоение финансирования на цели энергосбережения (в ряде случаев достаточно значительное) без интегрального уменьшения потребления энергоресурсов.

В последние годы проблема энергосбережения в России развивается с нарастающей силой, поднята на президентский уровень, и решение её фактически позиционировано сегодня как приоритетная цель национальной экономики. Издаётся множество документов, проводятся «круглые столы», принимаются программы, а результаты – не очень значительны. Более того, в некоторых случаях применение энергосберегающих мероприятий приводит совершенно к обратному результату – затраты на энергоснабжение не только не уменьшаются, но и возрастают [138].

Основной причиной сложившейся ситуации является отсутствие системного подхода к постановке вопроса энергосбережения, которое влечёт возникновение целого набора противоречий. Основным противоречием является различие стратегических интересов энергопроизводящих компаний – в максимальном увеличении объёма продаж энергетических ресурсов и стратегических интересов потребителя – в их минимальном потреблении последних [138], что в совокупности с заинтересованностью высшего менеджмента энергопроизводителей максимизировать объём освоенных средств за счёт внедрения наиболее доро-

гостоящих технологий приводит к отсутствию ожидаемых результатов в задаче повышения энергоэффективности.

Приведём несколько примеров. В ряде городов Российской Федерации проводится капитальный ремонт зданий с улучшением теплоизоляционных параметров наружных стен, которые ведут к снижению потребности в потреблении тепловой энергии. В Москве подобные мероприятия проводятся на протяжении более семи лет в рамках городской программы реконструкции жилого фонда. Сотни домов 1970–1980-х годов постройки снизили потребность в отоплении после реконструкции. Однако нигде не проводилось тепловая наладка – регулирование распределения теплоты с учётом изменившихся потребностей. Регулировка преретопов проводится самими жителями реконструированных домов «методом открытой форточки».

Но если для отдельных зданий, прошедших реконструкцию с повышением теплоизоляционных показателей, существует возможность исправить ситуацию и скорректировать новые потребности в тепловой энергии и изменить фактический объём отпуска тепла, то тепловая наладка отдельного дома при замене части окон (нескольких этажей в здании) на стеклопакеты является возможной только при замене системы внутренней разводки теплоснабжения. Кроме того, замена окон на герметичные стеклопакеты далеко не всегда ведёт к суммарному уменьшению потребления энергии. Снижение потребления тепла в ряде случаев восполняется ростом электропотребления за счёт необходимости использования индивидуальных кондиционеров в результате ограничения естественной инфильтрации ниже проектных значений.

Если рассматривать проблему энергосбережения отдельно у производителя энергии и отдельно у потребителя (существующее состояние в действующих нормативных документах), то гипотетически можно представить себе ситуацию, когда потребитель достигнет уровня энергосбережения в размере 90 процентов сегодняшнего потребления. В результате потери в тепловых сетях могут достичь 200 процентов энергии, полученной потребителем, поскольку потери в сетях определяются в основном температурным режимом теплоносителя и в значительно меньшей степени зависят от количества транспортируемой тепловой энергии. Можно пояснить это примером.

Представим себе район с тепловой нагрузкой 100 МВт. Потери тепловой энергии в сетях составляют, например, 15 процентов, или 15 МВт. Тепловая нагрузка непосредственно потребителя – 85 МВт. Предположим, что благодаря различным мероприятиям по энергосбережению потребитель сэкономил 77,5 МВт (или 91 процент), тогда его тепловая нагрузка будет равна 7,5 МВт, а потери в сетях 15 МВт, т.е. 200 процентов тепловой нагрузки потребителя.

В итоге всё это приведёт к тому, что себестоимость энергии у производителя повысится, поскольку уменьшится объём её продаж. Так или иначе, в конечном счёте, эти издержки оплатит потребитель, который и так уже инвестировал

немалые средства в энергосбережение, и, как выясняется, часть этих инвестиций, возможно, была напрасной [138]. Таким образом, при фрагментарном подходе к вопросам энергосбережения в результате разнонаправленности интересов производителей и потребителей энергетических ресурсов энергосбережение потребителя зачастую вызывает проблемы у производителя, которые в конечном счёте всё равно оплачивает потребитель.

Можно привести пример, когда только на организационно-административном уровне с нулевыми материальными затратами можно сократить потребление топлива общественным транспортом большинства городов Российской Федерации и, соответственно, количество вредных выбросов. В дневное время муниципальные маршруты общественного транспорта и маршрутные такси работают совместно. При этом коммерческими малолитражными маршрутными такси продублировано большинство муниципальных маршрутов с большим трафиком пассажиропотока. В вечернее время пассажиропоток снижается. Однако перевозку нескольких пассажиров после 22 часов (а иногда и 20 часов) выполняют 70–130 местных муниципальных автобусов, при окончании работы – 12–20 местных маршрутных такси. Очевидно, что капитальные затраты на организацию вечерних перевозок микроавтобусами близки к нулю. Для этого не нужно производить никаких инвестиционных вложений, задача имеет решение только в административно-хозяйственной плоскости, однако отсутствие её решения прослеживается на протяжении минимум десятилетия в большинстве городов.

Если проанализировать тарифную политику пригородного сообщения с точки зрения энергоэффективности, то можно прийти к выводу, что ОАО «РЖД» стимулирует более энергозатратные способы перемещения. С точки зрения энергопотребления, проезд без остановок между двумя точками является более экономичным в сравнении с организацией значительного количества остановок по пути следования даже при условии установки систем рекуперирования электроэнергии торможения подвижного состава. Однако стоимость проезда в пригородных безостановочных «Спутниках» выше, чем в обычных электропоездах, при одинаковом подвижном составе и скорости движения без учёта остановок. Данный пример является иллюстрацией формирования сигналов, на основе которых ежедневно принимаются решения экономическими субъектами (пассажирами), приводящие к большему объёму расходования электроэнергии при достижении одинакового результата – в рассматриваемом случае перевозки пассажиров из городов Пушкино, Железнодорожный, Ногинска, Раменское и так далее в Москву и обратно.

С точки зрения повышения эффективности использования энергии, достаточно спорным является переход на дорогие энергосберегающие лампы с большим световым потоком вместо ламп накаливания при сохранении частичного «подтапливания» жилых помещений электрическими рефлекторами.

Выбывший тепловой поток от заменяемых ламп накаливания, достигающий 200–400 Вт на одну комнату в отопительный период, восполняется электрическими рефлекторами. А так как отопительный период и время, требующее освещения в жилых помещениях, достаточно хорошо коррелируют, то закономерным следствием вытеснения ламп накаливания без системных мероприятий является рост потребления электроэнергии на поддержание комфортной температуры в жилых помещениях. Таким образом, без создания условий, при которых потребителю экономически не выгодно будет использовать электроэнергию для частичного отопления, вопрос перехода на осветительные приборы с большим световым КПД и соответственно меньшим тепловыделением является преждевременным.

Но главная проблема массового распространения энергосберегающих ламп заключается в следующем. Отсутствие системы их утилизации в ближайшее десятилетие приведёт к увеличению загрязнения грунтовых вод тяжёлыми металлами.

Ещё один фактор, который должен быть решён на системном уровне, это гармонизация экологического воздействия, что было показано на примере роста выработки электроэнергии на ТЭЦ с последующей её передачей за пределы зон плотной городской застройки.

Вызывает ряд вопросов системная эффективность городской программы надстройки некоторых крупных котельных Москвы (РТС) газотурбинными установками. С одной стороны, перевод источника тепловой энергии в режим комбинированного производства тепла и электроэнергии является одним из наиболее эффективных мероприятий по энергосбережению, с другой – при переходе от фрагментарного к системному рассмотрению необходимо учитывать, что особенностью РТС Москвы (за исключением Зеленограда и Северного Тушино) является работа на тепловую нагрузку, которая может быть покрыта тепловыми отборами ТЭЦ. Изначально РТС в системе теплоснабжения Москвы проектировались для заполнения пиковой части графика теплового потребления в период прохождения осенне-зимнего максимума. Однако после ведомственного разделения единого рынка тепла на снабжение от ОАО «Мосэнерго» в лице ОАО «МТК» и ОАО «МОЭК», РТС получили выделенные участки теплового потребления. В результате, снабжая теплом своих потребителей, РТС снизили тепловую нагрузку ТЭЦ «Мосэнерго», способствуя увеличению производства электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме. В связи с этим надстройки ГТУ РТС с позиции ОАО «МОЭК» были энергоэффективным проектом, а с системной точки зрения намного более результативным являлся бы возврат тепловых потребителей РТС в зону покрытия частично загруженных тепловых отборов ТЭЦ. В этом случае использование тепловой мощности РТС составляло

бы не более 100–300 часов/год, и вопрос надстройки ГТУ пиковых тепловых мощностей просто бы не рассматривался.

Аналогично проведение тепловой наладки систем теплоснабжения, обслуживающих здания, в которых повышен уровень теплоизоляции в рамках городской программы реконструкции жилого фонда, снизив потребление тепла, увеличит долю электроэнергии, вырабатываемую в конденсационном режиме на ТЭЦ Москвы.

На XI международном симпозиуме «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение» 16.12.2010 года был приведён такой пример: в одном из сибирских городов построили станцию по выработке электричества на газе, идеально учитывающую изменения потребностей города, способную в цифровом режиме регулировать объёмы вырабатываемой и подаваемой энергии. А потом выяснилось, газ можно потреблять только с одним давлением и с одним объёмом, т.е. в том объёме и под тем давлением, так, как он поступает из газопровода. Газовщики говорят: хотите – стройте газовое хранилище, только надо лицензию получить. Тогда вы будете по своему усмотрению поставлять газ, а так, при всей идеальности вашей станции, будете сжигать столько же, сколько и все остальные [139].

Столь большое количество примеров и отсутствие их «сортировки» по величине вклада в повышение энергоёмкости экономики приведено с целью показать типичность разнонаправленности интересов производителя и потребителя, а также различных отдельных хозяйствующих субъектов, искусственно разобщённых и не образующих единый организм современной энергетики Российской Федерации.

Таким образом, без системного подхода единичные мероприятия по энергосбережению в большинстве случаев не достигают ожидаемого уровня эффективности. Приведённые примеры показывают, что необходим комплексный подход, основой которого является учёт особенностей как производителя, сетевого хозяйства, так и конечного потребителя, требуется возвращение к определению энергетики, данному Г. М. Кржижановским в части учёта интересов потребителей и формирование подходов с учётом технологических возможностей XXI века и потребностей потребителя в электроэнергии тепле, газе и прочих видах ресурсов.

Приведём пример, как отсутствие системного подхода к системе энергоснабжения препятствует повышению эффективности использования уже существующего оборудования. Можно сколь угодно долго обсуждать термины «установленная мощность», «номинальная мощность», «располагаемая мощность», «максимальная мощность», «предельная мощность», «проектная мощность», «теплофикационная мощность», «мощность при нормальных условиях по ИСО» и т.п. При этом не следует забывать одно – крайне важно, прежде всего,

то, на что способен конкретный энергоблок в данный момент времени для удовлетворения потребностей ОАО «СО ЕЭС» с точки зрения обеспечения системной надёжности, поддержания частоты, участия в регулировочном диапазоне нагрузок и способности участия установки в локализации аварийных режимов в энергосистеме. Энергоблок № 2 Калининградской ТЭЦ-2 в зависимости от внешних условий (например, в зимний период) способен брать (и фактически брал) нагрузку 470 МВт, т.е., значительно превышающую номинальное значение. Другие энергоблоки ПГУ в исправном состоянии способны также брать нагрузку, превышающую номинальную. С точки зрения оказания системных услуг (особенно в аварийных ситуациях) ОАО «СО ЕЭС» это как раз то, что нужно. Однако, своими действиями (ограничивая установленную мощность энергоблока № 2 Калининградской ГРЭС величиной 425 МВт) ОАО «СО ЕЭС» юридически и административно ограничивает потенциальные возможности участия энергоблока как в обеспечении надёжности энергосистемы, так и в улучшении ТЭП энергоблоков, ТЭС и отрасли в целом.

Талица 3.14

Режимы работы гипотетических ТЭЦ

$t_{\text{нв}} = -25 \text{ }^\circ\text{C}$	Нормальный режим по диспетчерскому графику		Аварийный режим	
	$N_{\text{эл}}$, МВт	$Q_{\text{т}}$, Гкал/ч	$N_{\text{эл}}$, МВт	$Q_{\text{т}}$, Гкал/ч
2хПГУ-450	850	500	940	0
5хКВГМ-180	-	0	-	500

В табл. 3.14 в качестве иллюстрации приведены режимы работы гипотетической ТЭЦ (аналог московской ТЭЦ-27 с двумя энергоблоками ПГУ-450 (2хГТЭ-160+Т-150-7,4 в составе каждой ПГУ), пятью водогрейными котлами КВГМ-180 (и для удобства без 2хПТ-80-130), с нормальными по диспетчерскому графику и диаграмме режимов ПГУ-450 электрической и тепловой нагрузками и аварийным режимом при $t_{\text{нв}} = -25 \text{ }^\circ\text{C}$, когда по условиям работы энергосистемы требуется взятие электрической нагрузки сверх номинального значения.

Подход ОАО «СО ЕЭС» по занижению установленной мощности ПГУ подталкивает техническое руководство ТЭС к самоустранению и безразличию в обеспечении системной надёжности и экономичности работы оборудования. Так, например, если по условиям обеспечения системной надёжности потребуется хотя бы на несколько минут увеличить нагрузку энергоблока сверх номинального значения, главный инженер и/или начальник смены электростанции могут отказать системному оператору в этом требовании и при этом фор-

мально и юридически будут правы. Таким образом, действия ОАО «СО ЕЭС» идут вразрез с его же функциональными обязанностями по обеспечению системной надёжности [120].

Рассмотренные примеры доказывают утверждение: в России в результате постепенного размывания системного подхода при построении энергообеспечения сформировалась среда, повышающая риски и замедляющая развитие экономики. Единичные мероприятия с целью повышения энергоэффективности не достигают поставленных целей. Возможности снизить потребление топливно-энергетических ресурсов без капитальных вложений не реализуются. Анализ эффективности завершённых мероприятий по энергосбережению в большинстве случаев указывает на их результативность, как правило, при оценке в узковедомственном аспекте потребления одного типа ресурса. Очевидно, что ведомство, которое является заказчиком мероприятия по энергосбережению, интересуется минимизация потребления только тех ресурсов, которые входят в круг его полномочий. В итоге при учёте совокупности потребляемых ресурсов на системном уровне эффективность реализованного мероприятия может оказатьсякратно ниже, чем при соблюдении интересов всех участников единой технологической цепочки производство-потребление, а в ряде случаев фактически имеет отрицательный системный эффект. В качестве примеров можно привести ряд работ А. А. Богданова [140] и А. А. Салихова [80], в которых подробно изучены вопросы выхода потребителей из зон теплоснабжения ТЭЦ в результате перехода на автономные «высокоэффективные» котельные. Данные о распределении финансирования в энергетике показывают, что приоритет отдаётся мероприятиям, улучшающим показатели работы существующих, и строительству новых крупных источников. При этом вне сферы интересов оказываются именно те структуры российской энергетики – коммунальные и промышленные энергоисточники, тепловые и распределительные электрические сети, энергопотребляющие технологии и устройства, которые находятся в особо тяжёлом положении. Более того, именно совершенствование этих структур является не только фактором снижения социальной напряжённости в обществе, но и основным резервом повышения эффективности российской энергетики. Другими словами, только системно-комплексный подход к её развитию может обеспечить необходимые результаты, включая и решение острой инвестиционной проблемы [54].

С точки зрения такого подхода эффективность описанной выше программы реконструкции жилого фонда с увеличением теплоизоляционных параметров зданий была бы значительно выше при её реализации не в зоне действия ТЭЦ Москвы, а в муниципалитетах с системой теплоснабжения на основе котельных. Аналогично инвестиционные затраты на перевод ТЭЦ Москвы в парогазовый режим целесообразней использовать на перевод котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии в объёме круглогодичной тепловой

нагрузки горячего водоснабжения. Вместе с тем надстройка РТС, находящихся в зоне действия ТЭЦ, газотурбинными установками привели не к экономии энергоресурсов, а к дальнейшему вытеснению работы ТЭЦ из теплофикационного в конденсационный режим производства электроэнергии и так далее. Неоднозначен системный эффект от повышения теплоизоляционных характеристик домов, расположенных в зоне теплоснабжения ТЭЦ, приведший к росту нагрузки на энергосистему в связи с увеличившейся установкой кондиционеров и росту летнего пика электропотребления, особенно в условиях отсутствия тепловой наладки микрорайонов с реконструированными домами.

Из ловушки, созданной на системном уровне, можно искать выход только на системном уровне и начинать необходимо с самых энергоёмких потребителей. Наибольшее внимание необходимо сконцентрировать на группах потребителей с максимальным объёмом потребления и особенностях, определяемыми климатическими условиями России, учитывая, что на её долю в 2005 году приходилось 44 процента мирового централизованного производства тепла [97].

Выводы

Размытие системного подхода к построению систем жизнеобеспечения населённых пунктов, реализация фрагментарных решений в тепло-, водо-, газо-, электроснабжении стали одной из причин роста энергоёмкости российской экономики. Большинство единичных мероприятий, даже объединённые в целевые, городские, региональные и т.п. программы энергосбережения, позволяя достичь локальных улучшений показателей ресурсоснабжения, как правило, не дают возможности получения синергического эффекта, который может быть реализован только при системном подходе к построению систем жизнеобеспечения. Стремление к выгоде каждого приводит к исчезновению синергии и снижению выгоды от работы системы в целом. Поэтому необходимо формирование нового системного подхода, в рамках которого возможно снижение рисков и гармонизация интересов участников неразрывной технологической цепочки производство-потребление энергетических ресурсов.

Одним из путей выхода из сложившейся ситуации может быть переход на новые технологические решения с целью снижения издержек. При их развитии необходимо учитывать следующие основные закономерности в изменении структуры энергопотребления:

1. В электропотреблении:

– рост доли потребления коммунально-бытовым сектором и сферой услуг. Более половины роста (58 процентов для Московской области) потребления электроэнергии будет обеспечено за счёт жилищно-коммунального сектора;

– при отсутствии изменений в государственной энергетической политике в дальнейшем будет происходить разуплотнение графика потребления одно-

и двухсменных промышленных предприятий, так как система нормирования потребления плановой экономики ушла в прошлое, а рыночные механизмы, регулирующие потребление электроэнергии в разное время суток, работают недостаточно эффективно.

2. В потреблении тепловой энергии:

– отсутствуют предпосылки для суммарного роста потребления тепловой энергии. Прекращение увеличения потребления тепла при росте отапливаемых помещений за счёт повышения эффективности использования тепловой энергии делает маловероятным формирование зон теплоснабжения в городской застройке крупных городов, необходимых для строительства ТЭЦ с суммарной присоединённой тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час;

– доля электроэнергии, произведённой в комбинированном режиме на ТЭЦ, снижается в результате фиксированного объёма выработки тепла и роста производства электроэнергии, что ведёт к росту удельного расхода топлива на производство электроэнергии и ухудшению удельных показателей существующих теплофикационных систем. Для оптимизации удельного расхода топлива и снижения издержек необходим новый подход, позволяющий в период жизненного цикла системы энергоснабжения (который в большинстве случаев превышает 50–70 лет), менять соотношение производимой электрической и тепловой энергии.

Поэтому, как ещё более 10 лет назад показал академик Шейндлин А. Е., следует самым серьёзным образом рассмотреть вопрос о прекращении строительства крупных теплоэлектроцентралей и обратить внимание на широкое внедрение малых электростанций, работающих по комбинированному циклу. При этом прекратить массовое строительство трудно ремонтируемых и практически незаменимых (в крупных населённых пунктах) тепловых сетей [73].

В качестве частных выводов можно отметить:

В общем потреблении тепла и электроэнергии населёнными пунктами Российской Федерации доля энергии на цели теплоснабжения, включая электроэнергию на функционирование систем теплоснабжения, превышает 80 процентов. В связи с этим в Российской Федерации затраты на теплоснабжение в структуре энергообеспечения населения являются наибольшими в мире. В среднем платежи населения за тепло в три раза выше, чем за электроэнергию и определяют не только комфортность, но и доступность проживания в муниципальных образованиях. На примере Краснодарского края – региона, где роль теплоснабжения не столь значима по сравнению с более северными регионами, показано, что отношение максимальной и минимальной величины тарифа на теплоснабжение различается в 27 и более раз в пределах одного субъекта Российской Федерации. Характер распределения ресурсоснабжающих организаций как по величине тарифа для различных населённых пунктов Российской Федерации, так и по объёму предоставляемых услуг не зависит от профиля деятельности и имеет одинаковый характер для услуг теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения. Величина тарифов на услуги водоотведения различается более чем в сто раз в пределах одного региона.

Величина тарифа определяется издержками производства соответствующей услуги, а существующая система тарифообразования не стимулирует их снижение. В малых населённых пунктах такие удельные показатели, как длина сетей, количество сотрудников ресурсоснабжающего предприятия на тысячу жителей, расход первичных энергоресурсов на единицу отпускаемой продукции (Гкал, м³ воды и т.д.) выше, чем в крупных городах. В результате величины тарифов в среднем имеют более высокие значения в малых городах, посёлках городского типа и сельских поселениях, чем в крупных городах. Дополнительный вклад в снижение стоимости энергоснабжения в крупных городах вносит уменьшение издержек в результате комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Тарифы на тепло, отпускаемое ТЭЦ, значительно ниже, чем на вырабатываемое котельными. Как правило, тарифы на услуги, представляемые специализированными предприятиями (теплосетями, водоканалами), выше тарифов ведомственных предприятий.

Анализ деятельности систем тепло и водоснабжения, а также водоотведения населённых пунктов Российской Федерации показал, что существующая сегодня система тарифообразования ЖКУ оказывает существенное влияние на долгосрочное развитие страны. Одной из причин перераспределения человеческих ресурсов из малых городов, посёлков городского типа, сельских поселений в крупные мегаполисы является более высокая стоимость оплаты ЖКУ в малых населённых пунктах. Существующая система перерасчёта тарифов методом индексации с течением времени ведёт к более высокой дифференциации стоимости проживания в малых и крупных населённых пунктах в абсолютных величинах.

По доле платежей за ЖКУ в структуре расходов населения Россия вышла на лидирующие позиции, обогнав не только страны с тёплым климатом и меньшими потребностями в топливно-энергетических ресурсах, но и скандинавские страны. Если принять во внимание более высокие в среднем тарифы в совокупности с более низкими доходами в малых городах, посёлках городского типа и сельских поселениях, то можно сделать утверждение о значительно большей доле затрат на ЖКУ в структуре расходов жителя российской глубинки, чем в европейских странах. Помимо этого, использование менее экологичных энергоносителей в малых населённых пунктах ведёт к значительным социальным издержкам. Это требует поиска новых подходов, в том числе использования опыта развития энергетики западных стран с условием учёта особенностей Российской Федерации.

Утверждения о целесообразности перевода существующих ТЭЦ в режим ПГУ и строительства новых ПГУ ТЭЦ рядом с крупными городами (например, Хуадянь-Тенинской ПГУ ТЭЦ 450 МВт под Ярославлем) требуют корректировки. Как показывает практика, в результате снижения потребления промышленными предприятиями, выработка электроэнергии в крупных городах на ТЭЦ даже без учёта ПГУ избыточна. В каждом конкретном случае необходимо проводить анализ соотношения потребления электроэнергии в пределах города, где

расположена ТЭЦ, и объёма производства электроэнергии на ТЭЦ. Нецелесообразно производить экологически чистый продукт в районах с максимальной плотностью населения для последующей его передачи в районы с меньшей плотностью населения. Увеличение производства электроэнергии в Российской Федерации по возможности необходимо обеспечивать без увеличения экологической нагрузки на крупные города и мегаполисы, в которых расположены ТЭЦ. Установка ПГУ на КЭС приводит к большей эффективности использования топлива для производства электроэнергии по сравнению с ТЭЦ за счёт лучших параметров термодинамического цикла, которые обеспечиваются на КЭС.

Требуется на системном уровне провести сопоставление влияния вклада в замедление экономического развития в результате роста стоимости энергообеспечения на протяжении всего года и снижения деловой активности и уменьшения пикового потребления в период пятидневного прохождения максимума потребления за счёт кратного роста стоимости пиковой электроэнергии на этот период.

Список литературы

1. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / М.: «Высшая школа», 1982. – 319 с.
2. Гвоздецкий В. Л. План ГОЭЛРО – стратегическая программа социально-экономического и научно-технического развития Советского государства / http://www.portal-slovo.ru/art/36313.php?ELEMENT_ID=36313.
3. Доклад Рабочей группы о повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации на Государственный совет Российской Федерации/ М. 2011.
4. Расшифровка диктофонной записи заседания «Меркурий-клуба» на тему «Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России» 18.3.2010 г.
5. Energy Dictionary/ World Energy Council.– Paris: Jouve SI, 1992. – 635 p.
6. Энергетическая безопасность. Термины и определения / Отв. ред. чл.-корр. РАН Воропай Н. И.– М.: ИАЦ Энергия, 2005. – 60 с.
7. Новая энергетическая политика России / под общей ред. Ю. Шафраника.– М.: Энергоатомиздат, 1995. – 512 с.
8. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года //ТЭК, 2003. № 2, с. 5–37.
9. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждённая распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
10. Воропай Н. И., Сендеров С. М. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований. М.– ИНИ РАН, 2011.– 89 с.
11. Китушин В. Г., Бык Ф. Л. Совершенствование теории и методов проектирования надёжных энергосистем. М. – ИНИ РАН, 2010. – 50 с.
12. Communication «Energy Roadmap 2050», Брюссель 2011 http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm.
13. Жак Сапир. Энергобезопасность как всеобщее благо // Россия в глобальной политике. 2006, № 6.
14. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ президиуму Государственного совета Российской Федерации, Архангельск. 2009, 167 с.
14. Макаров А. А. Научно-технологические прогнозы и проблемы развития энергетики России до 2030 года // Вестник РАН, т. 79. № 3. 2009. С. 206–216.
15. Электроэнергетика России 2030. Целевое видение. Под общей редакцией Вайнзихера Б. Ф. М. 2008.
16. Редькин Ю. В. Регулирование энергетики в условиях глобализации М.– Ин-т государства и права РАН. www.hse.ru/data/685/777/1235/Редькин%20ИВ%20глобализа.doc.

17. http://www.mckinsey.com/mgi/reports/pdfs/lean_russia/russian_lang/MGI_lean_russia_chapter_6.pdf.

18. Отчёт ИНЭИ РАН о НИР «Прогноз сценариев изменения рыночных цен на основные энергоносители (нефть, продукты нефтепереработки, газ, уголь, электроэнергия) на мировом и внутреннем рынках на период до 2030 г.» Шифр работы: ТЭК-7-06.

19. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>.

20. <http://www.energy.eu/>.

21. Грачев И.Д., Некрасов С. А. О тройной институциональной ловушке экономического развития Российской Федерации со стороны электроэнергетики и вступления России в ВТО. // Микроэкономика, 2010 г. № 6. стр. 179–194.

22. Доклад Комиссии Новой Зеландии по эффективности использования электроэнергии за 2009 г. в правительство. www.electricitycommission.govt.nz.

23. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 г. и плановый период 2011 и 2012 гг.

24. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 г. № 1662-р. <http://www.ifap.ru/ofdocs/rus/rus006.pdf>.

25. <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10413.html>.

26. Б.Н. Кузык, Ю. В. Яковец. Глобальная энергоэкологическая революция XXI века. М. Ин-т экономических стратегий, 2007.

<http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc1254407742765>.

27. <http://www.mrsk-1.ru/about/rab/publication/14945.html>.

28. <http://www.mosenergosbyt.ru/portal/pls/portal/docs/1/1206082.PDF>,

http://www.mosenergosbyt.ru/portal/page/portal/site/corporate/energy_market/tarifs/tarifs2012.

29. http://www.smesk.ru/urid_face/tarif_2010/.

30. <http://www.kubansbyt.ru/legal/rastet/regulzena/index.shtml>.

31. <http://www.mrsk-1.ru/branch/>.

32. http://kurskenergosbit.ru/tarify_na_2010_god_prochie_ptrebiteli.

33. <http://www.tula.eias.ru/groups/page-265.htm>.

34. Районная целевая Программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Кореневского района Курской области на период 2010–2015 гг.» (по состоянию на 22.08.2010 г. представлена на утверждение в администрацию Кореневского района Курской области).

35. Стенограмма парламентских слушаний Комитета по энергетике Государственной Думы Российской Федерации на тему «О совершенствовании законодательного нормативного регулирования цен и тарифов на электрическую энергию» 15.3.2012 г.

36. Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах – участниках СНГ /Обзор (выпуск № 35). М.– Исполнительный комитет Электро-

энергетического Совета СНГ 2012, 25 с. http://www.ais.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr_pages/sr_0v025775.pdf.

37. <http://www.np-sr.ru/>.

38. <http://www.k-sc.ru/roznichnyie-tsenyi-na-elektroenergiyu/>.

39. Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам № 378-э/2 от 20 декабря 2011 г. <http://www.yrsk.ru/for-clients/el-price/ep2012/>.

40. <http://www.energos.perm.ru/populations/tariffs.aspx?ayear=2011>, <http://energos.perm.ru/business/Tariff.aspx?page=2>.

41. Решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 24.05.12 г. № 68 // http://www.altaienergo.ru/showfiles.php?id_dw=46.

42. Проценко В. П. Общие вопросы энергетики и энергосбережения // Энергосбережение и водоподготовка. 2008, № 1, с. 2–5.

43. Волкова И. О., Окорочков В. Р., Окорочков Р. В., Кобец Б. Б. Концепция интеллектуальных энергосистем и возможности её реализации в российской электроэнергетике.– М. УРАН ИНП, 2011, 64 с.

44. Владимирский А. План ГОЭЛРО // Родина, 2004, № 3.

45. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства № 215-р от 22.2.2008 г.

46. Отчёт о НИР Разработка программы модернизации электроэнергетики России до 2020 г. М. ОАО Энергетический институт им Г. М. Кржижановского, 2011, 242 с.

47. <http://www.emc.komi.com/02/26/020.htm>.

48. Сергеев И. В. Экономика предприятия: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Финансы и статистика, 2000 <http://biblioteka.ru/economika-predpriyatiya-5/55.htm>.

49. www.jd-enciklopedia.ru/8-elektrifikaciya-i-elektrosnabzhenie-zheleznyx-dorog/8-1-elektrifikaciya-zheleznyx-dorog/.

50. Будзко И. А., Левин М. С., Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населённых пунктов, 2 изд., М., 1985.

51. Технический словарь. Т. III <http://www.ai08.org>.

52. Кудрин Б. И. Модели ценозов в инновационном развитии. <http://www.kudrinbi.ru/public/10727/index.htm>.

53. Паули В. К. Задачи реализации проектов повышения надёжности распределительных электрических сетей за счёт нормализации потоков реактивной мощности и уровней напряжения. Хабаровск, 24.1.2007 http://www.dvgk.ru/?redirect=pages&main_action=125.

54. Проценко В. П. Концепция перевода энергетики России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003, № 1, С. 13–17.

55. <http://www.kudrinbi.ru>.

56. Мелентьев Л. А. Очерки истории отечественной энергетики / М.: Наука, 1987. 278 с.

57. М. Н. Кондратьева. Организация и управление жилищно-коммунальным хозяйством: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. Ульяновск: УЛГТУ.– 160 с., 2009.

58. Кудрин Б.И. О государственном плане рыночной электрификации России. М. – ИНИП РАН. 2005. 204 с.

59. Мещеряков В. А., Федянин В. Я. Инновационные технологии обеспечения энергией сельских потребителей, расположенных на юге Западной Сибири // Теплоэнергетика, 2009, № 6, с. 64–68.

60. Воротницкий В., Бузин С., Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ // Новости электротехники № 3, 2005. <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.

61. Готман В. И. Короткие замыкания и несимметричные режимы в электроэнергетических системах: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.– 240 с.

62. Методические указания по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций / Приказ Минэнерго России № 296 от 29.06.2010.

63. Дополнительный прейскурант № 09–01–0980/11. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР.

64. Овсейчук В. Тарифы, инфляция, жизненный уровень. Экономические реформы 1990–2030 гг. // Новости электротехники, 2011, № 5 // <http://www.news.elteh.ru/arh/2011/71/13>.

65. http://www.tatenergo.ru/download/rp_kompen.pdf.

66. http://www.proektnoegosudarstvo.ru/materials/migratcionnij_tupik_-_udar_po_demografii/?for_print.

67. <http://www.kroupnov.ru>.

68. <http://www.pskovenergo.ru/to-clients/consumers-structure/>.

69. Стиглиц Джозеф Е. Ревущие девяностые. Семени развала. М.: Современная экономика и право, 2005.

70. Филиппов С. П. Малая энергетика России // Теплоэнергетика № 8. 2009, стр. 38–44.

71. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределённой генерации. М., Московская школа управления Сколково, 2012, 38 с.

72. Стенников В.А., Жарков С. В. О направлениях развития газовой теплоэнергетики РФ //Портал по энергосбережению. Энергосовет <http://www.energosoвет.ru/stat661.html>

73. Шейндлин А. Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики // М. – ОИВТ РАН, 2003, 23 с.

74. Кафедра релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем (РЗА) КГЭУ // <http://relay-protection.ru/content/view/40/8/>.

75. Клейнер Г. Б. Российская экономика: системный подход. В книге Мезоэкономика развития.– М.: Науча, 2011, 805 с.

76. Кожуховский И. С. Произошёл серьёзный качественный скачок // Общероссийская газета Энергетика № 12, 2012.

77. Егоров М.Б. «Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов»: беседа с нач. упр. регулирования электроэнергетической отрасли ФСТ России М. Б. Егоровым// ЭнергоРынок, № 12, 2011, с. 17–18.

78. Народное хозяйство СССР за 70 лет: Юбилейный стат. ежегодник / Госкомстат СССР.– М.: Финансы и статистика, 1987. – 766 с.

79. <http://tonto.eia.doe.gov/>.

80. Салихов А. А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. Минск. – Ковчег, 2009, 511 с.

81. Лапицкий В. И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. М., «Высш. школа», 1975. 488 с.

82. Dr John K Wright Director. Australian Activities in Clean Hydrogen from Coal & Natural Gas. CSIRO Energy Transformed Flagship Program. 2010. <http://www.csiro.au/>.

83. <https://www.atsenergo.ru>.

84. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции/ М. Высшая школа, 1994.

85. Схема тепло- и электроснабжения Московской области / ГУП МО «НИИПИ градостроительства», 2004.

86. Концепция обеспечения надёжности энергоснабжения Московского региона. М., ОИВТ РАН, 2007.

87. <http://so-ups.ru/index.php?id=1203>.

88. Tony Vassallo. Bottling Electricity: The Need for Energy Storage. Delta Electricity Chair in Sustainable Energy Development School of Chemical & Biomolecular Engineering University of Sydney. AIE Sydney Branch. April 4 2011. <http://aie.org.au/Content/NavigationMenu/Events/PastEvents/>.

89. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика.// Новости электротехники. 2008. № 5 (53).

90. Постановление ФЭК РФ от 19.12.1997/3 Об уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую с федерального оптового рынка электрической энергии (мощности).

91. http://www.izmerenie.ru/magazine/1/alpha_counters.wbp.

92. <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10527.html>.

93. Приказ ФСТ России от 16.12.2010 г. № 440-э/8 «Об интервалах тарифных зон суток для энергосов (ОЭС) России по месяцам 2011 года».

94. <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10413.html>.

95. http://www.kubanenergo.ru/customers/power_transmission/electricity_supply/.

96. Филиппов С. П. Развитие централизованного теплоснабжения в России // Теплоэнергетика. № 12. 2009. с. 2–14.

97. Башмаков И. А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // *Новости теплоснабжения*. № 2. 2008. С 6–10.
98. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации. Архангельск. 2009, 167 с.
99. Агитаев Е. В. Энергосбережение – ключевой элемент реформы // *Жилищное и коммунальное хозяйство*. № 2. 2010. С. 36–42.
100. Семикашев В. В. Потребление и затраты на электроэнергию в полностью электрифицированном жилом доме (зарубежный опыт). // *Электрика*, 2006, № 3.
101. Некрасов А. С., Семикашев В. В. Расходы на энергию в домохозяйствах России // *Проблемы прогнозирования*, 2005. № 6.
102. Грицына В. П. О снижении затрат на отопление // *Надёжность и безопасность энергетики* № 1, 2012, с. 37–42.
103. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределённой энергетики/ М. Гос. Дума. Материалы «круглого стола» «Перспективы развития малой распределённой и возобновляемой энергетики Российской Федерации» 24.09.2012.
104. Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2008 год, прогноз на 2009 год / Отчёт СО ЦДУ. 2009.
105. Гуревич Ю. Е., Мамикоянц Л. Г., Шакарян Ю. Г. Проблемы обеспечения надёжного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности. // *Электричество*, 2002, № 2.
106. Мелентьев Л. А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий.– М.: Наука, 1993.– 364 с.
107. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций /М., Издательство МЭИ, 2002, 581 с.
108. Ольховский Г. Г. Где применить газо- и паротурбинные установки / *Энергетика и промышленность России, Яровит энерго*, 2008, <http://yarovit.com/directions/energy/publications/123/>.
109. Энергоэффективность российской экономики: современное состояние и перспективы. Филиппов С. П. и др. // *Известия РАН. Энергетика*, № 4. 2010. с. 56–65.
110. Постановление Совета Труда и Обороне об упразднении Комиссии ГОЭЛРО /В кн.: В. И. Ленин об электрификации. М.: Изд-во полит. лит-ры. 1964. 496 с. 19,
111. Кудрин Б. И. О стратегии существования России / Материалы Международного форума «Проекты будущего: междисциплинарный подход» <http://spkurdyumov.narod.ru/Kudrin.htm>.
112. Колосовский Н. Н. Теория экономического районирования. М.: Мысль, 1969.

113. Гашо Е. Г. Особенности эволюции городов, промузлов, территориальных систем жизнеобеспечения / М., Технетика, 2006, 150 с.
114. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2020 г. с выделением двух этапов 2010 и 2015 гг. / ОАО «Газпром промгаз», 2010.
115. О работе Президиума РАН в 2005 г. Доклад Главного ученого секретаря Президиума РАН акад. А. А. Костюка // Вестник Российской академии наук, Т. 76, № 10, 2006, с. 889–891.
116. Сценарные условия развития электроэнергетики на 2009–2010 гг. / Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. М., 2008.
117. Кожуховский И. С., Басов В. П. Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России / М., УРАН ИНП, 2011, 86 с.
118. <http://www.ktec2.ru/?type=501&newsid=1550>.
119. http://economy.gov39.ru/socialno-ekonomicheskoe-razvitie/otraslevoi-obzor/jenergo-prirodnye_resursy/.
120. Джангиров В.А., Неуймин В. В. О противоречивости требований по оценке установленной мощности энергоблоков ПГУ //Надёжность и безопасность энергетики, № 4, 2011, с. 14–18.
121. Есть ли альтернатива новой ЛАЭС / <http://www.eco-mir.ru/info/interesting/162/>.
122. Северо-Западная ТЭЦ может продавать тепло, которое раньше выбрасывали в атмосферу / <http://www.stockmap.ru/news/119528527/>
123. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. 91 с.
124. http://www.dvvgk.ru/?redirect=pages&main_action=195
125. Тарифы на услуги жилищно-коммунального хозяйства в Российской Федерации в 2000–2010 годах /Аналитический доклад. Институт энергетики и финансов, Газпромбанк, Фонд содействия реформированию ЖКХ. М. 2010.
126. Чернышов Л. Н. Совершенствование тарифной политики как инструмент модернизации коммунальной инфраструктуры // ЖКХ. Журнал руководителя и главного бухгалтера. 2011. № 2, ч. 1.
127. ЖКХ: пути решения назревших проблем: о проверке выполнения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации: по материалам контроля департамента аппарата полномочного представителя Президента Российской Федерации в ЦФО // Президентский контроль. – 2011. № 1. С 5–11.
128. Данные РЭК Краснодарского края 2007 г., частично данные представлены в Приказе РЭК Департамента цен и тарифов Краснодарского края от 18.12.2007 г. № 103/2007-Т «Об установлении тарифов на тепловую энергию» <http://www.regionz.ru/index.php?ds=10702>.
129. Кудрин Б. И. Техногенная самоорганизация. Для технариев электрики и философов (Материалы к конференциям 2004 г.). Вып. 25. «Ценологические исследования». М.: Центр системных исследований, 2004. 248 с.
130. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по курсу «Элек-

троснабжение промышленных предприятий». 2-е изд., испр. М.: Интернет Инжиниринг, 2005. 672 с.: ил.

131. Лившиц В. Н. Какое государство нужно нашей экономике и какая экономика нужна нашему государству / М., ИПН РАН, 2007, 77 с.

132. Суворов А. В. Доходы и потребление населения: макроэкономический анализ и прогнозирование. – М.: МАКС Пресс. 2001. 140<http://exergy.narod.ru/>.

133. Постановление Правительства Российской Федерации № 109 от 26.2.2004 г. О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии.

134. Стенограмма внеочередного заседания Социально-консервативного клуба от 13.02.2007 г. <http://www.cscpr.ru/clauses/6/c/2554/>.

135. Урланис Б. Ц. Историческая демография. Избранные труды М., Наука, 2007. С. 468.

136. <http://www.vestifinance.ru/articles/4775>.

137. <http://www.vesti.ru/doc.html?id=927212&cid=7>.

138. Васильев Г. П. Что может нам помешать сделать Москву энергоэффективной? // Теплоэнергетика № 8. 2011, с. 58–66.

139. Материалы XII международной специализированной выставки «Энергетика. Ресурсосбережение» и XI международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение» 16.12.2010 г. <http://www.business-gazeta.ru/article/33260/159/>.

140. Богданов А. Б. Котельнизация России – беда национального масштаба <http://esco-ecosys.narod.ru/journal/journal62.htm>.

141. Грачев И. Д., Некрасов С. А. Альтернативное направление развития энергетики Российской Федерации // Промышленная энергетика, 2012, № 6, с. 2–6.

142. Кудяров С. Всегда есть другой путь // Эксперт, № 27. 2011. С. 32–34.

143. Кудрявый В. Экспертное заключение // Мировая энергетика. 2008. № 9. С. 42–43.

144. Грачев И. Д., Некрасов С. А. О структуре цены электроэнергии у конечного потребителя // Микроэкономика, 2012, № 4.

145. Дунаевский Н. И. Техничко-экономические основы теплофикации. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1952.

146. Грачев И. Д., Некрасов С. А. О различных подходах к регулированию потребления энергии // Вестник МЭИ, 2010, № 1, с. 122–126.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Глава 1. Факторы, определяющие энергетическую безопасность России в XXI веке	5
1.1. Анализ динамики стоимости электроснабжения в мире	7
1.2. Рост стоимости энергоснабжения, как один из факторов замедления социально-экономического развития России	15
1.3. Энергоснабжение – фактор обеспечения возможности роста российской экономики	33
1.4. Возможность обеспечения стратегического аспекта энергетической безопасности Российской Федерации на основе традиционных решений	46
Выводы	52
Глава 2. Альтернативное направление развития энергетики Российской Федерации	54
Глава 3. Проблемы фрагментарного подхода к энергоснабжению	61
3.1. Проблема разуплотнения графика потребления электроэнергии	61
3.2. Соотношение потребления тепла и электроэнергии	72
3.3. Соотношение производства тепла и электроэнергии	78
3.4. О необходимости перевода ТЭЦ в режим ПГУ	80
3.5. Проблемы теплоснабжения	90
3.6. Некоторые закономерности распределения тарифов	94
3.7. Причины роста тарифов	100
3.8. Доступность тарифов и степень её влияния на региональное развитие и миграцию населения	106
3.9. Фрагментарный подход к вопросам ресурсоснабжения, как одна из причин роста энергозатратности российской экономики	115
Выводы	122
Список литературы	126

**Энергетическая безопасность
и риски фрагментарного подхода
к энергетике**

Электронное издание

ООО «Новосибирский издательский дом»
г. Новосибирск, ул. Пархоменко, 72, оф. 363

Редактор Нарбут В.В.
Корректор Романосова Т.Д.
Компьютерная вёрстка Владимирова С.В.

Подписано к выпуску 30.11.2012
Формат А5