

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ РАН
CENTRAL ECONOMICS AND MATHEMATICS INSTITUTE RAS

РОССИЙСКАЯ
АКАДЕМИЯ НАУК

RUSSIAN
ACADEMY OF SCIENCES

С.А. Некрасов

**ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ
АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Часть 2.
Пути трансформации энергоснабжения

Москва
ЦЭМИ РАН
2020

Некрасов С.А. Вопросы формирования альтернативной концепции развития электроэнергетики. Часть 2. Пути трансформации энергоснабжения [Текст]: монография. – М.: ЦЭМИ РАН, 2020. – 283 с. (Рус.)

В монографии рассмотрены вопросы формирования альтернативной концепции развития электроэнергетики. На основе тектологии и системной экономической теории показано, что в отличие от послереформенного роста количественных показателей отдельных энергетических компаний, основой повышения эффективности технологической цепочки «производство-потребление топливно-энергетических ресурсов» как единой системы является рост структурной устойчивости энергетики в результате переноса приоритетов на развитие потребителей. За счет развития потребителей, но не в ущерб им, возможно снижение цен на электроэнергию, повышение надежности энергоснабжения и улучшение текущих показателей работы энергосистемы, а в перспективе – интеграция в нее возобновляемых источников с минимальными издержками.

Для преподавателей вузов, научных работников, консультантов и экспертов топливно-энергетического комплекса, аспирантов и магистрантов.

Ключевые слова: концепция развития электроэнергетики, структурная устойчивость энергетики, снижение издержек энергоснабжения, гибкость энергосистемы, интеллектуальные микросети, когенерация, ценология, возобновляемые источники энергии.

Nekrasov S.A. Issues of establishing an alternative concept of energy development. Part 2. Ways to transform energy supply. – Moscow: CEMI Russian Academy of Sciences, 2020. – 283 p. (Rus.)

The monograph presents the Issues of establishing an alternative energy development concept. Based on tectology and systematic economic theory, it is demonstrated that, unlike post-reform increase in quantitative figures of certain energetic companies, the basis for the effectiveness growth of technological chain “production-consumption of energetic resources” as an integral system is the growth of energy development structural sustainability as a result of shifting priority to consumers’ development. Fall of tariffs for electric power is possible due to consumers’ development, but without any damage to them, as well as increase in energy supply reliability and current energetic system figures, and prospectively – even its integration with renewable sources with minimal expenses.

For university teachers, researchers, consultants and experts in the energy sector, graduate students and undergraduates.

Keywords: concept for the development of the electric power industry, structural sustainability of the energy sector, reducing energy supply costs, flexibility of the energy system, smart microgrids, cogeneration, cenology, renewable energy sources.

Автор

Некрасов Сергей Александрович, кандидат экономических наук, кандидат технических наук.

Монография публикуется по решению Ученого Совета ЦЭМИ РАН. Протокол от 22 апреля 2020 г.

Рецензенты: Егорова Н.Е., д.э.н., профессор; Бушуев В.В., д.т.н., профессор.

УДК 338.22.021.1:620.92

ББК 65.2/4-5:31.19

ISBN 978-5-8211-0790-9

ISBN 978-5-8211-0792-3 (Часть 2)

© Текст. Некрасов С.А., 2020 г.

© ФГБУН Центральный экономико-математический институт РАН, 2020 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЧАСТЬ 1.

ОТ РОСТА МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ К ПОВЫШЕНИЮ СТРУКТУРНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Предисловие В.В. Бушуева

Предисловие Н.Е. Егоровой

ВВЕДЕНИЕ

ГЛАВА 1. ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ С ПОЗИЦИИ ТЕКТОЛОГИИ И СИСТЕМНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ

- 1.1. Закономерности эволюции сложных систем
- 1.2. Системный подход как основа достижений отечественной энергетики
- 1.3. Рост экологичности и трансформация энергетики развитых стран в XXI веке
- 1.4. Гармонизация тетрады российской электроэнергетики

Выводы к главе 1

ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- 2.1. Цена электроэнергии с точки зрения обеспечения энергетической безопасности
- 2.2. Фрагментарный подход – одна из причин высокой стоимости энергоснабжения и региональной дифференциации цен на электроэнергию
- 2.3. Результативность действующих экономико-организационных механизмов повышения эффективности энергоснабжения
- 2.4. Энергосбережение и развитие автономной генерации как пути снижения оплаты энергоснабжения потребителем
- 2.5. Взаимосвязь эффективности использования генерирующих мощностей и стоимости энергоснабжения

Выводы к главе 2

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- 3.1. Качественное энергоснабжение и обеспечение возможности роста российской экономики
- 3.2. Потребитель – ключевой элемент альтернативной концепции развития электроэнергетики
- 3.3. Интеграция производителей и потребителей электроэнергии – путь повышения эффективности производственных систем
- 3.4. Снижение издержек энергоснабжения в результате совместного развития электроснабжения и систем

- 3.5. Альтернативный подход к построению энергоснабжения удаленных потребителей на основе газификации как пример координации развития систем электро- и газоснабжения
 - 3.6. Координация переработки бытовых и промышленных отходов и теплоснабжения
- Выводы к главе 3

ЧАСТЬ 2.

ПУТИ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

ГЛАВА 4. ПРИНЦИПЫ СОГЛАСОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ И ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	6
4.1. Подходы к определению распределённой энергетики	6
4.2. Возобновляемая энергетика, снижение негативного воздействия на окружающую среду и сравнительный анализ эффективности развития распределённой энергетики на основе когенерации и ВИЭ в условиях России.....	11
4.3. Ориентированная на существующую тепловую инфраструктуру когенерация – наиболее действенное решение снижения издержек энергоснабжения	22
4.4. Проблемы реализации тепловой энергии объектами распределённой энергетики и повышение экономической эффективности когенерации.....	27
Выводы к главе 4	39
ГЛАВА 5. ЦЕНОЛОГИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.....	41
5.1. Переход к ценологическому распределению генерирующих мощностей – закономерный результат совместного развития тепло и электроснабжения	41
5.2. Повышение эффективности производственных систем энергетики в результате ценологического распределения генерирующих мощностей	49
5.3. О необходимости перевода ТЭЦ в парогазовый режим в условиях координации тепло и электроснабжения	56
Выводы к главе 5	66
ГЛАВА 6. ВЗАИМОСВЯЗЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МОЩНОСТЕЙ И ОБЪЕМОВ НОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	67
6.1. Модель Лотки–Вольтерры и моделирование экономических процессов.....	67
6.2. Анализ закономерностей изменения числа часов использования мощности в мире.....	70
6.3. Мониторинг ЧЧИМ – инструментарий контроллинга результативности реализации альтернативной концепции	97
Выводы к главе 6	100
ГЛАВА 7. ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ И ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	102
7.1. Анализ прогнозов электропотребления.....	102

7.2. Взаимосвязь выхода удельного потребления энергии на насыщение и завершения роста доли городского населения	109
7.3. Сопоставление динамики УПЭ развитых стран и развивающихся стран с динамикой УПЭ Российской Федерации.....	119
7.4. Поддержка схождения региональных значений УПЭ как механизм поддержки роста структурной устойчивости российской экономики	125
7.5. Обоснование величины мощности энергосистемы, необходимой для надёжного энергоснабжения при переходе к альтернативной концепции развития электроэнергетики	144
Выводы к главе 7	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	150
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	156
ПРИЛОЖЕНИЯ	191
Приложение 1. Доступность тарифов и степень ее влияния на региональное развитие и миграцию населения	191
Приложение 2. Влияние ресурсосберегающей концепции развития общества на энергетику.....	209
Приложение 3 Проблема разуплотнения графика потребления электроэнергии	218
Приложение 4. Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии	224
Приложение 5. Соотношение потребления тепла и электроэнергии и некоторые проблемы теплоснабжения.....	236
Приложение 6. О независимости ЧЧИМ от состава оборудования генерирующих мощностей	246
Приложение 7. Оценка влияния массового внедрения электромобилей на объемы потребления электроэнергии	252
Приложение 8. Результаты моделирования влияния маржинальной системы ценообразования в энергетике на экономику	256
Приложение 9. Анализ динамики стоимости электроснабжения	263

ГЛАВА 4.

ПРИНЦИПЫ СОГЛАСОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ И ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

4.1. Подходы к определению распределённой энергетики

В первой части были рассмотрены основы повышения эффективности производственных систем энергетики как в результате интеграции по вертикали в рамках технологической цепочки «производство – потребление электроэнергии», так и координации развития ЖЭС: электро-, газо-, водоснабжения, развития транспорта, переработки бытовых отходов. Продолжение движения в этом направлении предполагает переход к выработке электроэнергии самим потребителем. В перспективе это в большей степени будет относиться к генерации на основе возобновляемых источников энергии (подробнее приложение 4). Но в настоящее время более 60% электроэнергии производят тепловые станции. Большинство электропотребителей являются одновременно потребителями тепла. Поэтому наиболее существенное снижение издержек энергоснабжения может быть достигнуто в результате координации развития систем тепло и электроснабжения, расширения возможностей когенерации за счет увеличения доли комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В приложении 5 на основе проведенного анализа проблем в области теплоснабжения показано, что большая часть топливно-энергетических ресурсов расходуется на обеспечение теплом. Так как передача тепловой энергии сопряжена с значительно большими издержками по сравнению с электрической, естественным является расположение теплового источника рядом с потребителем. Задача снижения издержек распределённого производства тепла предполагает подробное исследование преимуществ и недостатков распределённого производства электроэнергии. Поэтому далее рассмотрены основные закономерности в развитии распределённого и централизованного производства электроэнергии в контексте перспектив координации тепло и электроснабжения.

В последнее время в мире можно выделить два направления развития энергетики: традиционное (в рамках которого она создавалась, начиная с первых источников электроэнергии и для которого характерно повышение эффективности при увеличении единичной мощности) и распределённая энергетика (*distributed generation*). Скорость прироста мощности распределённой энергетики выше, чем в традиционной энергетике. Распределённая энергетика не замещает традиционную, а дополняет ее, снижая издержки энергоснабжения и повышая надёжность энергоснабжения в случае возникновения аварий в централизованной сети, как и малые предприятия, задачей которых является не вытеснение крупных корпораций, а их дополнение, что обеспечивает повышение эффективности экономики [498]. Так в США эксплуатируется около 12 млн установок распределённой тепловой генерации (единичной мощностью до 60 МВт) общей установленной мощностью свыше 220 ГВт, а прирост этой мощности составляют порядка 5 ГВт в год. Более 170 ГВт этой мощности выполняют функции источников резервной мощности для энергоснабжения потребителей в аварийной ситуации. Основной тренд – переход к использованию этих

установок в качестве регулярного источника, а не только для резервной мощности, что в итоге приводит к сокращению вводов крупной централизованной генерации в энергосистеме [277]. То есть средняя мощность объекта распределённой энергетики не превышает 20 кВт.

Несмотря на то что направление распределённой энергетики в российской энергетике активно развивается, о чем свидетельствуют объёмы и динамика покупок электростанций российскими хозяйствующими субъектами, оно не имеет четкого определения и отсутствует устоявшаяся точка зрения в данном вопросе. Одно из предлагаемых определений состоит в следующем: «распределённая энергетика – это энергогенерирующие установки относительно небольшой мощности (от долей до несколько десятков мегаватт), создаваемые под нужды конкретного потребителя. Объекты распределённой энергетики самостоятельно формируют стоимость вырабатываемой энергии, *работают по собственному графику* и, как правило, *не имеют выхода за пределы объекта*, для энергообеспечения которого данные установки создавались. Основные технологические решения, которые могут служить базой для создания средств распределённой энергетики, лежат в области возобновляемой и альтернативной энергетики» [402].

Подобная точка зрения, определяющая работу генераторов по собственному графику без выхода за пределы объекта, является продолжением методологии фрагментарного подхода к развитию энергетики, и в итоге фактически она мотивирует развитие собственной автономной генерации. На основе фактов, приведенных в первой главе, можно видеть, что это приводит к потере преимуществ ЕЭС; вызывает невозможность реализации на основе распределённых объектов генерации решений, повышающих системную надёжность энергоснабжения потребителей, и противоречит мировой тенденции растущей интегрированности распределённой энергетики в существующую систему энергоснабжения.

Поэтому данный вопрос требует более подробного исследования.

Распределённая генерация и децентрализованное энергоснабжение развивались согласно Концепции развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России (разработана и утверждена Министерством топлива и энергетики Российской Федерации в 1994 г.) [199]. При формировании определения малой энергетики (которая исторически объединяла как распределённую энергетику, так и децентрализованное энергоснабжение) разработчики Концепции исходили из существовавшего понятия малой гидроэнергетики. В электроэнергетике к малым гидроэлектростанциям принято относить ГЭС мощностью до 30 МВт и агрегаты единичной мощности от 0,1 до 10 МВт. Если распространить этот подход на тепловые, дизельные и прочие электростанции аналогичной мощности, то малая электроэнергетика, по данным Концепции, это около 49 тысяч электростанций (98,6% от общего числа) общей мощностью 17 млн кВт (8% общей установленной мощности, средняя мощность 347 кВт), принадлежащих 60 ведомствам, объединениям, корпорациям, концернам, работающим в энергосистеме и автономно. Общая выработка электроэнергии малыми и нетрадиционными установками в 1992 г. составила около 50 млрд кВт·ч или 5% от общей выработки электростанций России (1008 млрд кВт·ч). Расход топлива малыми электростанциями составлял 17 млн т у.т. в год.

Согласно Концепции [199], в теплоэнергетике к малым относятся отопительные устройства и котлы единичной мощностью до 5 Гкал/ч и котельные общей производительностью до 20 Гкал/ч. Производство тепла малыми и мелкими котельными, индивидуальными отопительными установками, которых насчитывалось на момент разработки Концепции более 180 тысяч, достигало 680 млн Гкал в год или 26% от общего производства тепловой энергии в России (2600 млн Гкал в 1992 г.).

Иные подходы к определению распределённой энергетики имеются в развитых и наиболее динамично развивающихся странах. Согласно материалам Рабочей группы СИГРЭ С6.11 «Разработка и эксплуатация активных распределительных сетей» распределённая энергетика определяется как генерирующие объекты, подключенные к распределительной сети со средним уровнем напряжения (69–1 кВ) или низким напряжением (<1 кВ). Генерация, соединенная с сетью высокого напряжения (выше 69 кВ), в том числе крупные ветропарки, не входит в эту категорию [200].

Всемирный Союз Распределённой энергетики (World Alliance for Decentralized Energy – WADE) определяет «децентрализованную энергетику» как: «Производство электроэнергии непосредственно в месте или вблизи от места потребления вне зависимости от мощности, технологии или типа используемого топлива – как в автономном режиме, так и параллельно с сетью» («Electricity production at or near the point of use, irrespective of size, technology or fuel used – both off-grid and on-grid.»). Согласно классификации WADE, децентрализованная энергетика включает в себя высокоэффективную когенерацию (CHP-combined heat and power), использование местных возобновляемых источников энергии, промышленную рекуперацию энергии и производство энергии в непосредственной близости от потребителя [201].

В Отчете Международного энергетического агентства (IEA) «Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets» распределённая энергетика определяется как генерирующий объект, вырабатывающий электроэнергию в месте нахождения потребителя или обеспечивающий поддержку распределительной сети, *подключенный к сети при напряжении уровня распределения*. К технологиям распределённой энергетики обычно относят двигатели, малые (и микро) турбины, топливные элементы и фотоэлектрические системы. Как правило, исключается энергия ветра, так как она в основном производится в крупных ветропарках, а не в месте потребления энергии [202].

В материалах Министерства энергетики США под распределённой энергетикой понимаются источники электроэнергии, которые *присоединены к распределительной, а не к передающей (магистральной) сети*; под распределёнными системами – системы электроснабжения, которые сформированы в месте потребления электроэнергии или вблизи него (в противоположность централизованным системам, которые поставляют электроэнергию в общую сеть); под распределёнными источниками пиковой нагрузки – объекты генерации, принадлежащие энергокомпаниям, установленные и управляемые ими, находящиеся на подстанции или в непосредственной близости от центров потребления электроэнергии и используемые для покрытия нагрузки в периоды повышенного потребления [114].

Таким образом, ключевыми параметрами в определении распределённой энергетики за рубежом являются: единство уровня напряжения производства и потребления

электроэнергии и, как следствие, интеграция объектов распределённой энергетики в распределительные сети, расположение производства рядом с потреблением; работа совместно с сетью. Поэтому не только в масштабах страны необходимо учитывать, что чем дальше находится источник электроэнергии от потребителя, тем выше потери электроэнергии при передаче [251], но и при разработке микросетей – элементов системы энергоснабжения в пределах зон действия понизительных подстанций, на уровне потребителей: населенного пункта, предприятия и др.

Подводя итог перечисленным подходам к определению распределённой генерации, приходим к заключению, что параметром, который является методологически важным в условиях географической протяженности Российской Федерации, отличающим распределённую энергетику от традиционной большой энергетики, является параллельное с сетью производство электроэнергии для электроснабжения потребителей, расположенных на расстоянии, при котором можно обеспечить ее передачу без трансформации уровня напряжения, т.е. в пределах определенной микросети, тем самым снизив потребление из внешней сети, когда это является экономически целесообразным (в том числе с учетом механизмов государственной поддержки).

В итоге границей микросети и внешней сети становятся трансформаторные подстанции. По мере развития распределенной энергетики величина их загрузки будет сокращаться в результате генерации электроэнергии в границах микросетей, что позволяет без роста их пропускной способности увеличить потребление и обеспечить возможность подключения новых потребителей без увеличения пропускной способности электросетей. Дополнительным свойством является повышение надёжности энергоснабжения за счет возможности работы распределённой генерации на выделенную нагрузку в случае аварии в энергосистеме за пределами микросети. Это особенно важно в условиях Российской Федерации, так как на каждый установленный киловатт генераторной мощности традиционной «большой» энергетики приходится 7–8 кВА трансформаторной мощности [379], а на вновь вводимый – до 9–12 кВА.

Выбор электроприемников, совокупная мощность которых будет соответствовать возможностям генерации объектов распределенной энергетики обеспечить их бесперебойное электроснабжение в пределах микросети, будет происходить на основе изменения цены при отключении связи с энергосистемой. В итоге в отличие от полного обесточивания микросети, будет поддерживаться энергоснабжение электроприемников, для которых потребитель установил высокие коэффициенты отключения питания.

Итак, по определению, данному Начальником Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС» д.т.н., проф. Ю.Н. Кучеровым, *распределённая энергетика – это источники электроэнергии, подключенные к шинам распределительной подстанции, в том числе на стороне нагрузки, и оснащенные автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой, отключения от энергосистемы и поддержания автономной работы*. Ключевым параметром в этом определении является расположение источника на стороне нагрузки, т.е. интеграция генератора в состав электротехнического комплекса и системы потребителя вне зависимости от наличия [495] или отсутствия возобновляемых источников в составе генератора.

В таком понимании распределённая энергетика не имеет ограничений по мощности источника. Соответственно, исчезает необходимость понятия малая энергетика. Так, выработку 150–180 МВт на территории металлургического или химического комбината следует отнести к распределённой энергетике. Но, с другой стороны, Стандарт РАО ЕЭС 2008 г. «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций» [114] определяет максимальные мощности генерирующих объектов, которые могут быть подключены к сети определенного напряжения: не более 9,3 МВт к сети 35 кВ и не более 2,1 МВт к сети 6(10) кВ (табл. 3.3). Условия данного стандарта являются более жесткими по сравнению с аналогичным документом, например, Новой Зеландии [242], согласно которому генераторы мощностью до 5 МВт экономически и технически целесообразно подключать на напряжение 10 кВ, до 20 МВт – на 33 кВ, и только при более высоких мощностях работать с сетями 110 кВ и более.

То есть регламентация создания трансформаторной подстанции для подключения мощностей более 2,1 МВт к сетям 33 кВ (сети 20 кВ незначительно распространены на территории Российской Федерации) и мощностей более 9,3 МВт к сетям 110 кВ является серьезным сдерживающим фактором развития распределённой энергетике. Например, согласно «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ» (2013 г.) капитальные вложения только в трансформаторную подстанцию 110/10 кВ (без учета линий электропередач) составляют более 64 млн р.

Таким образом, АК предполагает необходимость различных подходов к распределённой и децентрализованной энергетике (т.е. автономному без связи с сетью энергоснабжению, которое, по-видимому, и подразумевалось в процитированном выше из [402] определении). Задача децентрализованной энергетике обеспечить надежное энергоснабжение автономных потребителей без связи с энергосистемой и соответственно возможности резервирования от нее. В отличие от этой задачи, для распределённой энергетике первоочередным является повышение эффективности функционирования энергосистемы.

То есть дополнительный термин «малая энергетика» является избыточным. Классический объект «малой энергетике» – двигатель внутреннего сгорания мощностью в сотни киловатт – для энергообеспечения удаленного, не охваченного централизованным электроснабжением электротехнического комплекса поселка с населением в 50–100 человек, для его жителей вовсе не является малым (большой вовсе не нужен для данного населенного пункта). К нему предъявляются принципиально другие требования по резервированию, режимам работы, чем к такому же двигателю, работающему в параллель с сетью в зоне централизованного энергоснабжения.

В итоге если для децентрализованной энергетике ключевым фактором является надёжность энергоснабжения, то для распределённой энергетике – экономическая эффективность. Ее же показатели в значительной степени могут варьироваться путем формирования условий, при которых распределённая энергетика способна выполнять целую совокупность задач в области повышения надёжности и качества энергоснабжения, либо наоборот – для энергосистемы распределённая энергетика будет лишним, несистемным элементом. Поэтому далее будут рассмотрены основы согласования развития централизо-

ванной и распределённой энергетики, позволяющие повысить экономическую эффективность работы энергосистемы.

4.2. Возобновляемая энергетика, снижение негативного воздействия на окружающую среду и сравнительный анализ эффективности развития распределённой энергетики на основе когенерации и ВИЭ в условиях России

При рассмотрении задач координации развития распределённой и централизованной энергетики возникает вопрос о возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). На первоначальном этапе отдельно выделялись ВИЭ, подключенные к сетям и работающие автономно. В дальнейшем вследствие роста доли ВИЭ, работающих в параллель с сетью, практически 100% ВИЭ стали относить к распределённой энергетике без выделения децентрализованных источников. Доля ВИЭ среди новых энергетических мощностей в мире постоянно увеличивается, происходит рост доли новых вводов на базе ВИЭ. Но развитие возобновляемой энергетики не является самоцелью. Согласно многочисленным работам, выполненным в рамках Концепции устойчивого развития в части снижения потребления ископаемых видов топлива, изложенной в [6, 9, 44, 60, 72, 123], Киотского протокола, а впоследствии Парижского соглашения, основной задачей развития ВИЭ является сокращение негативного воздействия на окружающую среду, уменьшение выбросов парниковых газов и если не прекращение, то по меньшей мере демпфирование антропогенного воздействия на природу. По сути Киотский протокол отражает долговременный тренд развития отечественной энергетической школы в вопросах повышения эффективности использования энергетических ресурсов [3, 279, 333]. Поэтому далее рассмотрены ВИЭ в контексте снижения негативного воздействия на среду обитания человека и проведён анализ эффективности их применения в сравнении с другими технологическими решениями.

В настоящее время при обсуждениях малой энергетики с единых позиций рассматривается реализация распределённой энергетики на основе как возобновляемых, так и невозобновляемых источников. Помимо этого, ставится дополнительная задача вовлечения в топливно-энергетический баланс местных видов топлива [203, 277]. Для решения этих вопросов необходимы различающиеся подходы.

Исторически сложилось так, что развитию ВИЭ уделялось больше внимания по сравнению с другими направлениями развития распределённой энергетики [204]. В частности, в Распоряжении Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергоэффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» определена доля произведённой электроэнергии на основе ВИЭ в 4,5%. Согласно ФЗ № 35 «Об электроэнергетике», к ВИЭ относится энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотер-

мальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках [94]. Таким образом, к ВИЭ относится широкий спектр источников как повсеместно распространенных (солнце, ветер), так и имеющих достаточно узкую локализацию (газ угольных месторождений, биогаз, приливные, геотермальные станции).

Там, где имеются специфические, узлокализированные ВИЭ, требуется их приоритетное развитие. Таковым примером является применение ВИЭ в угледобывающих регионах. Действительно, энергоснабжение угледобывающих регионов по возможности необходимо обеспечивать не на основе угля, а более экологичного энергоносителя – газа, образующегося на угольных разработках – шахтного метана. С начала 1980-х гг. известны исследования зарубежных ученых [205], согласно которым сжигание угля приводит более чем к четырехкратному увеличению экологического ущерба по сравнению со сжиганием газа. Экологический ущерб, не связанный с глобальным изменением климата, а обусловленный выбросами соединений серы, азота, твердых частиц, оценивается в США в 3,2 цента/кВт·ч для угольной генерации [302].

Как отметил Нобелевский лауреат Роберт Фогель, здоровье нации оказывает сильнейшее влияние на ВВП. По-видимому, это объясняет общую тенденцию последних десятилетий – замены угля на газ во всех странах, где появляется такая возможность. В качестве примера можно привести снижение доли угольной генерации в выработке электроэнергии в США с 52,8 до 45% за 1997–2009 гг. и до 35,4% в начале 2012 г. на фоне роста доли ВИЭ до 6%, а также концепцию развития энергетики провинции Онтарио (Канада), нацеленную на вывод из эксплуатации угольной генерации [26]. Определяющим фактором в принятии решения были данные медицинских учреждений Онтарио: до 668 случаев преждевременной смерти; 928 случаев госпитализации; 1100 посещений отделений неотложной помощи; 333 600 незначительных заболеваний (головная боль, кашель, респираторные симптомы) в год в результате негативного влияния выбросов угольных ТЭС. Данное решение было принято, несмотря на следующие факты: самую низкую стоимость электроэнергии, производимую на угольных ТЭС (угольные ТЭС – 46 долл./МВт·ч, газовые ТЭС – 107 долл./МВт·ч, ГЭС – 89 долл./МВт·ч); угольные станции Онтарио обладают невыработанным ресурсом. Их мощность равна 6434 МВт (21% установленной мощности), на них вырабатывается 30,9 ТВт·ч электроэнергии (19% от общего объема производства); четкое выполнение требований по очистке уходящих газов с ТЭС. При принятии решения о прекращении работы угольных электростанций аргументы о влиянии на здоровье населения и на объем эмиссии парниковых газов оказались решающими.

Аналогичная ситуация наблюдалась в 1990–2009 гг. в европейских странах, где произошло снижение доли угля в потребленных энергетических ресурсах с 27 до 16%, в производстве электроэнергии – с 39 до 26%.

В отношении Российской Федерации «практически можно утверждать, что уголь как топливо для электростанций конкурентоспособен по отношению к газу только при отсутствии последнего» [405].

Исследования ИНП РАН показывают, что экологический ущерб, возникающий при сжигании угля в некоторых случаях в несколько раз превышает стоимость топлива (табл. 4.1) [72]. Причем по мере уменьшения размера оборудования, и соответственно приближения источника к потребителю, происходит увеличение негативного влияния сжигания твердых видов топлива. Приведенные данные подтверждают справедливость «незыблемого положения в энергетике, которое должно выполняться для оптимального использования энергетических ресурсов: чем меньше потребитель, тем более высококачественными ресурсами он должен обеспечиваться», высказанного академиком Л.А. Мелентьевым [3].

Таблица 4.1

**Социальный ущерб от загрязнения воздуха при сжигании топлива
в системах теплоснабжения России, р./тнэ
(крупные города, в рублях середины 1980-х гг.)**

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)			Крупные котельные			Индивидуальные установки	
Уголь	Мазут	Газ	Уголь	Мазут	Газ	Уголь	Газ
3,8	2,6	0,8	55	9	0,8	160	2,8

Результаты анализа частоты дисбалансов химических элементов в волосах населения, проживающего в различных районах Республики Саха (Якутия), показали наличие большого числа достоверных отличий по этому параметру. В качестве примера в табл. 4.2 представлены данные о частоте содержания кадмия, ванадия и свинца в волосах мужчин на основе обработки 237 анализов [441]. Данные элементы выбраны потому, что при сжигании жидких нефтепродуктов их содержание в уходящих газах без соответствующих систем очистки значительно превосходит предельно допустимые концентрации.

Таблица 4.2

Частота повышенного содержания химических элементов в волосах мужчин, проживающих в различных районах Республики Саха (Якутия), %

Элемент	Полярные районы n = 16	Вилуйская группа районов n = 152	Южные районы n = 33	Центральные районы n = 16	Якутск n = 20
Cd	54,5	5,6	9	27	11,5
V	22,7	1,1	12,1	73,3	3,9
Pb	59	17	18	73	19

В Якутске и южных районах, где основным энергоносителем является газ, а также в Вилуйской группе районов, энергоснабжение которой основано на комплексе ГЭС на реке Вилуе (суммарной действующей мощностью 1008 МВт), частота повышенного содержания указанных элементов в волосах населения незначительна. В полярных и цен-

тральных районах Республики Саха (Якутия) рассматриваемый параметр значительно выше. Энергоснабжение этих районов обеспечивается нефтепродуктами, углем и дровами.

В республике насчитывается около 1800 котельных мощностью до 10 Гкал/час, из них более 200 на территории северных улусов. Более 40% приходится на котельные мощностью до 1 Гкал/час, в большинстве которых удельный расход топлива превышает 320 кг у.т./Гкал. В эксплуатации котельной, работающей на рядовом угле и дровах, занято в среднем 8–10 кочегаров [74].

Продолжая данную логику, можно прийти к заключению, что приближение источника к потребителю и увеличение применения угля, сжигание которого оказывает большее негативное влияние на окружающую среду, чем, например, использование газа, являются взаимно исключаящими посылками. То есть, если предположить справедливость принятой точки зрения, что целью развития ВИЭ является сокращение экологического ущерба от использования невозобновляемых источников и снижение эмиссии парниковых газов, то достаточно проблематично совместить с задачей увеличения доли угля в топливно-энергетическом балансе, что подтверждается вышеприведенной динамикой развития угольной энергетики стран Северной Америки и Европы. Такая постановка вопроса крайне актуальна для России, где с одной стороны предполагается опережающее развитие ВИЭ [557, 559, 560], а с другой – стимулирование внутреннего потребления угля [562, 563].

Приведенные аргументы делают актуальной проблему дотирования распределения пайкового угля в Российской Федерации. В отечественной экономике угольная отрасль осталась единственной, на которую возложена обязанность бесплатного обеспечения пайковым углем социально незащищенных граждан. Годовые затраты угольных компаний на обеспечение граждан пайковым углем оцениваются в сумме 1,2 млрд р. [206]. Данная практика, с одной стороны, создает условия для отсутствия заинтересованности у населения в газификации шахтерских поселков, в том числе на основе шахтного метана [86], а с другой – отрицательно влияет на продолжительность жизни населения угольных регионов.

Сегодняшний темп развития различных видов ВИЭ в мире показывает, что источники, преобразующие энергию солнца и ветра, в ближайшее время увеличат свою долю в ТЭБ. При этом если солнечная энергетика является абсолютным лидером по темпам роста установленной мощности, то более половины выработки ВИЭ приходится на долю ВЭС [557, 560].

Учитывая не самое благоприятное расположение большинства российских регионов с высокой плотностью населения для развития солнечной генерации и ее пока незначительную долю в производстве электроэнергии [559], далее проведен анализ эффективности работы ВЭС, в частности отношение годового объема произведенной ВЭС электроэнергии к установленной мощности на территории различных стран: число часов использования мощности (ЧЧИМ, час/год) (обработаны данные [52] (табл. 4.3 и рис. 4.1)).

Таблица 4.3

ЧЧИМ ВЭС (час/год) в мире

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Новая Зеландия	3655	3680	2903	3283	2976	3191
Египет	3943	3080	2770	2328	2635	2700
Армения	н/д	379	1136	758	1515	2652
Тунис	2211	2000	2263	2053	1940	2574
Австралия	1196	2092	2090	2062	2239	2574
Эстония	1742	2375	1569	1727	1950	2565
Куба	2000	2000	2500	2778	2778	2564
Португалия	1666	1740	1834	2015	2278	2419
США	2046	2347	2086	2246	2154	2419
Канада	2151	1712	1708	1564	2001	2405
Гваделупа	2500	2381	2381	2381	2381	2381
Бразилия	3207	1000	2611	2022	2063	2348
Марокко	3815	3389	2450	2384	1564	2304
Турция	2810	2153	2432	2327	1892	2209
Мексика	1056	584	2594	2663	1255	2178
Иордания	2143	2143	2143	2143	2143	2143
Южная Корея	1313	1343	1918	1434	1952	2139
Испания	2135	1987	1863	1985	1996	2134
Австрия	1609	1808	2085	2019	1960	2113
Норвегия	1848	2255	2770	2311	2272	2106
Греция	2578	2268	2149	2194	2333	2088
Дания	2114	1948	2295	2165	1920	2054
Тайвань	3808	2671	2365	2337	2093	2046
Великобритания	1856	2161	2129	2084	2103	1893
Филиппины	680	2120	2320	2440	1939	1879
Мир	1745	1788	1830	1832	1864	1871
Венгрия	588	1303	1803	1530	1655	1823
Нидерланды	1689	1754	1967	1982	2062	1785
Ямайка	2381	2619	2476	2333	1987	1785
Европа	1740	1730	1871	1857	1784	1777
Япония	1430	1224	1718	1678	1811	1727
Швеция	1899	1913	2014	2452	1714	1684
Франция	1331	1545	1829	1662	1758	1673
Латвия	1808	1769	2038	2107	1786	1633
Иран	3227	2604	2134	2390	2744	1630
Италия	1434	1562	1493	1379	1341	1576
Хорватия	1667	1118	2059	2353	2000	1562
Чешская республика	724	1114	1096	1633	1516	1537
Индия	1246	1402	1512	1370	1619	1524
Польша	1116	1488	1706	1591	1517	1499
Финляндия	2073	1814	1709	1825	1884	1492
Болгария	625	741	1567	1070	1394	1474
Литва	2000	452	2255	2426	1756	1455
Китай	1610	1488	966	1213	1681	1435
Перу	1429	1429	1429	1429	1429	1429
Германия	1478	1489	1785	1698	1503	1389
Беларусь	1000	1000	1000	1000	500	1000
Украина	576	438	563	563	538	638
Россия	500	303	424	303	286	260

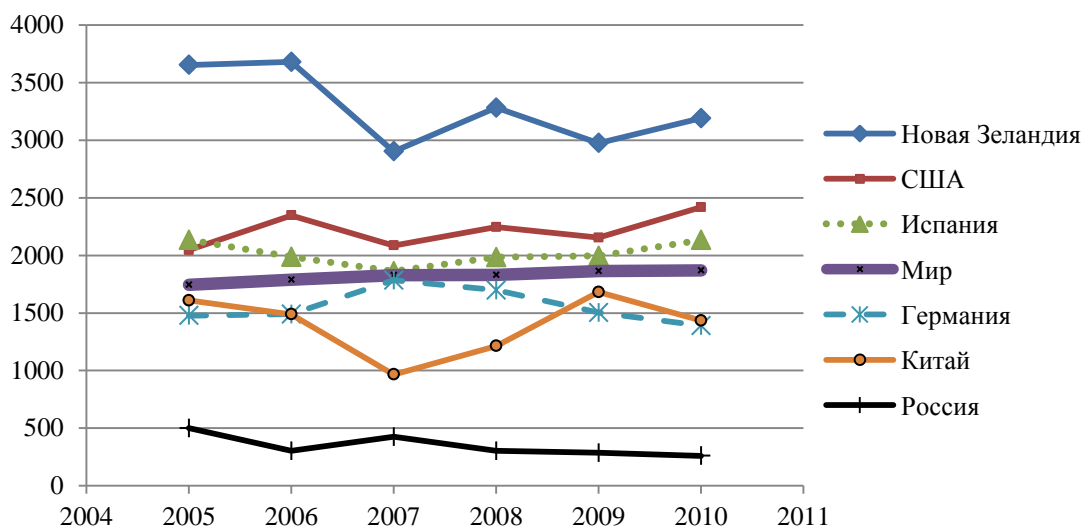


Рис. 4.1. Динамика ЧЧИМ ветроэнергетики 2005–2010 гг.

В 2010 г. мощность ВЭС в мире превысила 182,5 ГВт, объем выработки составил 341,5 млрд кВт·ч/год (в 2005 – 104; в 2006 – 131,8; в 2007 – 170,6; в 2008 – 220,3; в 2009 – 276 млрд кВт·ч). Наблюдается устойчивый пятилетний рост в среднем на 27%/год выработки ветрогенерации, на которое не оказал влияния экономический кризис 2008–2009 гг., а также равномерное увеличение среднемирового значения ЧЧИМ с 1745 до 1871 час/год, вызванное повышением эффективности работы мирового ветропарка в связи с применением все более технологически совершенных установок. Также характерна относительная стабильность ЧЧИМ для каждой страны на протяжении рассматриваемого периода времени. Данный факт можно объяснить (кроме среднегодового постоянства ветрового потенциала в каждой стране) сложившейся системой отношений к поддержке ветрогенерации, скорости реагирования на возникающие неисправности оборудования, механизмам их предупреждения, профилактики и т.д.

В качестве следующего вывода можно указать произошедшую интеграцию бывших прибалтийских республик в среднемировые показатели в части эффективности работы ВЭС. Исходя из данных фактов, можно сделать предположение, что появление трёх славянских государств в нижних строчках табл. 4.3 никак нельзя объяснить климатическими особенностями их расположения. Более того, огромные пространства России позволяют выбрать для строительства ВЭС участки с наиболее устойчивым и мощным ветровым потенциалом и как минимум достигнуть среднемировых значений ЧЧИМ ВЭС (более 1800 час/год вместо фактических 300–400 час/год).

Таким образом, особенностью функционирования ветроэнергетики в условиях России является низкая эффективность. Причина данной закономерности может быть выяснена в результате анализа условий работы самой крупной до присоединения Крыма ВЭС России, располагавшейся до ее закрытия в 2019–2020 гг. в поселке Куликово Зеленоградского района Калининградской области мощностью 5,1 МВт (31% от общей мощности ВЭС России в 2010 г. – 16,5 МВт). Оборудование ВЭС, которое было подключено к местным распределительным сетям (одна ветроустановка типа Wind World 4200/600 мощностью 0,6 МВт и 20 ветроустановок типа Vestas V27/225 мощностью по 0,225 МВт каж-

дая), приобреталось уже бывшим в употреблении (1992/1993 года выпуска, до этого оно восемь лет проработало в датском ветропарке «Нойсомхед Винд Фарм») и вводилось в эксплуатацию в период с 1998 по 2002 гг. Производство электроэнергии ВЭС в 2008 г. составило 4690 кВт·ч, 2009 г. – 3538 кВт·ч, 2010 г. – 3596 кВт·ч [209]. ЧЧИМ Куликовской ВЭС в эти годы был равен соответственно 917, 694, 705 час/год, что, с одной стороны, в разы выше среднероссийских показателей (300–400 час/год) (Таблица 4.3), с другой – кратно ниже аналогичного параметра в Польше, Литве и Германии (странах, где климатические условия сопоставимы с Калининградской областью). Отмеченное несоответствие не может быть объяснено недостатком средств для поддержания оборудования в рабочем состоянии: в годовом отчете Калининградской генерирующей компании указано, что объем выполнения ремонтной программы ВЭС за 2010 год составил 102% [209]. То есть различие в эффективности использования мощностей российской ветроэнергетики и среднемировыми показателями нельзя объяснить климатическими условиями, недостатком финансирования и аналогичными причинами. Объяснение находится в действующем методологическом подходе к развитию ВИЭ, в самой системе организации их функционирования – мотивированности поддержания ветроустановок в рабочем режиме.

Так как ЧЧИМ ВЭС в мире в разы ниже среднего уровня использования мощностей энергетики, основной проблемой ветроэнергетики является краткосрочная непредсказуемость объема выработки электроэнергии (при возможности достаточно точного прогнозирования этой величины на годовых и даже сезонных интервалах времени). Так, например, 26.02.08 в штате Техас (США) произошло снижение мощности производства электроэнергии ВЭС на 1200 МВт в течение 10 мин [144]. Избежать блэкаута стало возможным благодаря управлению спросом потребления – краткосрочному сбросу нагрузки потребителей не только в большинстве штатов США, но и в ряде провинций Канады, в частности в провинции Манитоба.

Увеличение доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии создает целый ряд системных проблем. Они связаны с влиянием колебаний графиков генерации ветровой и солнечной энергии на режимы работы энергосистем, особенно при низких уровнях нагрузки, а также с нехваткой технических средств для максимально точного метеопрогнозирования, что позволило бы системным операторам оптимизировать влияние погодных условий на графики генерации и нагрузки [444].

Развитие распределённой энергетики на основе как ветровых, так и солнечных источников предполагает развитие систем аккумулирования и/или резервирования энергоснабжения [570]. В результате сегмент рынка накопителей энергии для применения в энергетических сетях за последние годы продемонстрировал практически экспоненциальную динамику роста. Если в 2011 г. его объем оценивался менее чем в 1 млрд долл., то к 2016 г. он составил уже порядка 20 млрд долл. При этом годовые темпы роста рынка накопителей энергии для ВИЭ более чем в 3 раза опережают темпы роста рынка накопителей для традиционной энергетики [444]. Поэтому ВЭС (как и солнечная энергетика) не могут выполнять функцию массовых децентрализованных источников, что подтверждается и экономическими расчетами. Согласно [407], удельные капитальные затраты на ВЭС в диапазоне 30 – 650 кВт в совокупности с системой аккумулирования электроэнергии пре-

вышают 1 млн р./кВт установленной мощности. При этом капитальные вложения на установку когенерационной установки с системой утилизации тепла будут находиться в пределах 100 тыс. р./кВт. Действительно, обеспечить надёжность автономного энергоснабжения (особенно с учетом климатических особенностей российских территорий, не покрытых ЕЭС) можно только на основе предсказуемо стабильно работающих источников. А таковыми могут быть дизель, ГТУ, газопоршневые установки и т.д., причем имеющие необходимый уровень резервирования. В регионах с децентрализованным энергоснабжением ВИЭ на основе ветра и солнца может отводиться роль источника, задачей которого является снижение расходов топлива при существующем децентрализованном энергоснабжении.

В странах, где ветроэнергетика получила бурное развитие, избыточность энергетических мощностей и развитость электрических сетей обеспечивают возможности резервирования ВЭС. Отсутствие подобных возможностей в России приводит к необходимости формирования инфраструктуры резервирования ветрогенерации и делает более перспективным развитие объектов распределённой энергетики (ОРЭ), которые могут участвовать в регулировании графика нагрузки.

В зависимости от возможности регулирования нагрузки энергосистемы предлагается деление ОРЭ на нерегулируемые и регулируемые источники. К нерегулируемым источникам относятся ОРЭ, производство энергии на которых по заранее заданному графику требует создания систем аккумулирования энергии либо поддержания в резерве мощностей, необходимых для производства электроэнергии по графику, задаваемому потребителем. Это большинство видов ВИЭ – ветроэнергетика, солнечные элементы, приливные станции, бесплотинные ГЭС и др. Ко второму типу относятся ОРЭ, способные выполнять задачи по регулированию нагрузки энергосистемы: работающие круглогодично ГЭС с плотинами; генерация на основе невозобновляемых источников [192].

Развитие ВИЭ в мире является государственной политикой, когда за счет традиционной энергетики происходит дотирование возобновляемой. В итоге плательщиком за интенсивное развитие ВИЭ является потребитель, что ведет к дополнительным издержкам для всей экономики страны. Необходимо учитывать, что при вполне корректном проведении расчетов эффективности инвестиционных проектов идентичные проекты могут в одно и то же время оказаться вполне целесообразными в условиях стационарной экономики, например, во Франции, Германии или Японии и нецелесообразным, неэффективным – для нестационарной российской. Дело в том, что решение о реализации определенного проекта должно быть принято в конкретных экономических условиях, которые отличаются от тех, в которых живут благополучные страны Запада с развитой рыночной системой. Поэтому мероприятия, эффективность которых проверена зарубежной практикой, могут быть не эффективны в нашей стране [211]. Не следует забывать, что в России: а) потребитель питается максимум от 2–3 источников, а в Европе – от 12–18 [212]; т.е. фактически отсутствует разветвленная по европейским меркам, сетевая инфраструктура; б) имеется относительно небольшое количество крупных электростанций; в) расходуется более 60% ТЭР на выработку тепла.

В условиях Российской Федерации существует значительный не в полной мере реализованный потенциал роста эффективности энергоснабжения за счет замены раздельного производства тепла и электроэнергии когенерацией. Данный факт является особенно актуальным для гармонизации развития традиционной и распределённой энергетики, в том числе и на основе ВИЭ.

Более высокую экономическую эффективность когенерации по сравнению с развитием ВИЭ при не полной возможности реализации снижения потребления топлива в результате комбинированной выработки тепла и электроэнергии в России иллюстрирует сравнение капитальных затрат двух вариантов решения задачи снижения потребления топлива на 1 т у.т.

Первый: выработка электроэнергии на основе ВИЭ. Для снижения расхода топлива на 1 т у.т. на ТЭС при удельном расходе топлива 333 г у.т./кВт·ч, необходимо выработать на ВИЭ 3 тыс. кВт·ч. Если ориентироваться на среднемировой ЧЧИМ ВЭС (1870 час/год), то для этой цели понадобится 1,6 кВт, если на среднероссийский – то порядка 10 кВт.

Второй – замещение выработки электроэнергии в конденсационном цикле на ТЭС на ее производство на существующем тепловом потреблении котельной в результате надстройки котельной когенерационной установкой. Удельные расходы на выработку электроэнергии при полезном использовании попутного тепла не превышают 160 г у.т./кВт·ч [213]. Данное значение более чем в два раза меньше, чем средний расход топлива в энергосистеме (333 г у.т./кВт·ч) [213]. В итоге при выработке электроэнергии в режиме когенерации происходит замещение ее производства на ТЭС и экономия более 170 г у.т./кВт·ч. Фактически экономия составляет большую величину, так как не учитываются потери в энергосистеме по передаче электроэнергии от ТЭС потребителю, в то время как распределённая энергетика не предполагает потери электроэнергии на трансформацию напряжения.

Круглогодичное потребление тепла предусматривает возможность работы когенерационной установки не менее 5000 час/год. Итак, для решения искомой задачи – экономии 1 т у.т. традиционных невозобновляемых источников в год – необходимо провести надстройку котельных когенерационным оборудованием общей мощностью 1,18 кВт.

Как известно, капитальные затраты на строительство ВЭС неуклонно снижаются, но все еще выше, чем на проекты на основе газопоршневых или газотурбинных установок. Например, капитальные затраты 1 кВт установленной мощности ВЭС в США в 2016 г. составили 1560 долл. [493], что на 30–40% выше капитальных затрат на установку кВт установленной мощности газопоршневых электростанций. Поэтому капитальные затраты для достижения эквивалентного экологического эффекта будут в 2–3 раза выше в ВЭС даже при условии увеличения их ЧЧИМ в России до среднемирового уровня (при невыполнении этого условия – выше более чем на порядок). Кроме того, когенерационные установки могут выдавать электроэнергию по заранее согласованному графику и участвовать в регулировании работы энергосистемы: для достижения этой цели на основе солнечной и ветровой энергетики в рамках ДК необходимо создание систем резервирования или аккумуляции энергии мощностью, равной мощности ВИЭ [570], что ведет к удорожанию проектов по их развитию на десятки процентов.

Таким образом, ключевым моментом координации развития централизованной и распределённой энергетики является высвобождение резерва снижения негативного влияния на окружающую среду в результате уменьшения потребления топлива не путем строительства солнечных или ветропарков, а в результате первоочередного развития регулируемых ОРЭ. Поэтому «учитывая ограниченность инвестиций следует твердо установить абсолютный приоритет строительства наиболее дешевых тепловых электростанций с предельно малым сроком их сооружения» [405]. Поэтому АК сфокусирована не на стимулирование ВИЭ за счет механизмов, аналогичных договорам предоставления мощности, а на трансформацию энергосистемы для приема электроэнергии, вырабатываемой в зависимости от природных условий, по мере достижения ими возможности бездотационного производства электроэнергии.

Также необходимо отметить, что промышленное производство отечественных ВИЭ находится в стадии становления и при реализации проектов, как правило, предпочтение отдается зарубежным более дешевым аналогам. Первая проблема заключается в том, что принятие решения о поддержке новых проектов по ВИЭ без предварительного создания отечественного конкурентоспособного производства приведет к полной потере данного быстроразвивающегося сегмента для российского производителя. Вторая проблема – более высокая стоимость обслуживания в России высокотехнологичного импортного оборудования, установленного в удаленных точках, по сравнению с Данией, Германией и другими странами-лидерами возобновляемой энергетики. Иллюстрацией является цитата с официального сайта «Почты России» относительно перспектив, с которыми столкнутся иностранные инженеры при необходимости обслуживать установленные ВИЭ далеко не в самом удаленном регионе, а в граничащей со столицей Российской Федерации Ярославской области: «10% доставочных почтовых участков имеют сложные условия доставки, такие как отсутствие дорог, удаленность доставочных участков, разливы рек, дикие животные, опасные переправы и броды. Например, доставка в населенный пункт Захарино Брейтовского района в одну сторону составляет 380 км, причем большую часть пути дорога проселочная, зимой не расчищается» [214].

При существующем уровне технологического развития достичь значительного объема производства электроэнергии на основе ВИЭ (4,5% к 2020 г. или другой дате) можно только на основе наиболее распространенного их вида – ветроэнергетики. Для достижения этого параметра необходимо установить мощность ВЭС вовсе не 4,5% от мощности энергосистемы России. Если предположить, что ЧЧИМ ВЭС в России достигнет сегодняшнего среднемирового значения, это более 20 ГВт. Если ориентироваться на средний показатель ЧЧИМ российских ВЭС, то это более половины мощности отечественной энергосистемы. Обеспечить выпуск и установку отечественного (как, впрочем, и импортного) оборудования в таких масштабах до 2020 г. – задача совершенно нереалистичная.

Принимая во внимание высокие удельные капитальные затраты на реализацию проектов по возобновляемым источникам и особенности их обслуживания, перспективным является развитие менее капиталоемких объектов распределённой энергетики. Введение в Российской Федерации мер по стимулированию ВИЭ за счет других энергопроиз-

водителей приведет к дополнительному росту стоимости электроэнергии, что не будет способствовать выходу из замедления экономического развития.

Таким образом, в ближайшее время массовое развитие ВИЭ в России маловероятно по следующим причинам:

1. Снижение потребления топлива в результате работы ВИЭ возможно с меньшими капитальными затратами за счет перевода действующих тепловых источников на комбинированный режим производства тепла и электричества.

2. Субсидирование развития ВИЭ за счет повышения стоимости энергии в условиях начала экономического подъема приведет к осложнению и замедлению выхода из кризисного состояния.

3. Все еще недостаточное развитие отечественных конкурентных технических решений, особенно на уровне проведения научно-исследовательских работ. Создание условий для роста ВИЭ означает потерю этого сегмента для отечественного производителя с последующей зависимостью в сервисном обслуживании от зарубежных производителей.

4. Основной рост ВИЭ в мире обеспечен ростом ветровой и солнечной энергетики. В России места с высокой ветровой нагрузкой находятся на значительном удалении от основных потребителей. Для объединения ветроэнергетики в энергосистему необходимо наличие резервирования со стороны традиционных энергоисточников, принимающих на себя регулирующую функцию между неравномерностью выдачи энергии возобновляемых источников и потребностями потребителей. А это условие не может быть выполнено в большинстве регионов России с высокой ветровой нагрузкой.

5. Согласно [40], для регулирования производства и потребления электроэнергии действующих мощностей в большинстве центральных регионов страны требуется строительство ГАЭС. Введение дополнительных нерегулируемых ОРЭ приведет к обострению этой проблемы и необходимости увеличения объемов строительства регулирующих мощностей.

До начала реализации новых проектов ВИЭ необходимо, помимо повышения загрузки существующих мощностей ВИЭ и роста их ЧЧИМ как минимум до среднемировых показателей, обеспечить возможность приема в сеть генерируемой ими меняющейся во времени мощности с минимальными издержками, на что и сфокусированы основные положения АК. Таким образом, развитие энергетики, подразумевающее снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и издержек функционирования объектов традиционной энергетики в целях обеспечения их работы в оптимальных режимах; сокращение потребности в регулирующих мощностях, включая реализацию новых проектов ГАЭС; формирование совокупности потребителей, способных корректировать свой профиль потребления, исходя из возможностей генерации, полностью соответствует решению задачи снижения издержек интеграции в энергосистему нерегулируемых источников энергии. То есть в основе принципов координации развития централизованной и распределенной энергетики лежит тот факт, что требования обеспечения роста ЧЧИМ при сегодняшнем составе генерирующих мощностей отечественной энергетики и приема энергии от ветровых и солнечных электростанций имеют одинаковую природу. Поэтому переход к формированию спроса на электроэнергию вместо его удовлетворения в результате инте-

грации производителей и потребителей электроэнергии, как и далее рассмотренное развитие распределённой маневренной когенерации, работающей по графику электрических, а не тепловых нагрузок, т.е. основные положения АК – является задачей, на сегодняшнем этапе обеспечивающей повышение загрузки тепловых и атомных электростанций как основы энергосистемы, а в перспективе – по мере их развития ВИЭ, их интеграцию в энергосистему с минимальными издержками.

Вместе с тем необходимо учитывать, что существуют районы, где получение энергии за счет нерегулируемых ВИЭ целесообразно. Это, как правило, удаленные населенные пункты, где развитие ВИЭ снизит потребление топлива и уменьшит издержки на энергообеспечение населения. При построении ОРЭ желательно предусмотреть интегрирование создаваемой системы с различными типами ВИЭ, экономически целесообразными на данный момент, а в перспективе возможность перевода созданной инфраструктуры распределённой энергетики на ВИЭ.

4.3. Ориентированная на существующую тепловую инфраструктуру когенерация – наиболее действенное решение снижения издержек энергоснабжения

В условиях Российской Федерации основой координации развития централизованной и распределённой энергетики является содействие развитию наименее капиталоемких ОРЭ – когенерации с использованием сформировавшегося теплового потребления, которая имеет возможность участвовать в регулировании графика нагрузки. В исследованиях ИСЭМ СО РАН [251] показано, что наибольший потенциал экономии топлива в энергетике (возможно, и экономике в целом) Российской Федерации заложен в области оптимизации структуры генерирующих мощностей в результате повышения доли комбинированного производства энергии. В работе [213] на основе проведенного анализа проектов по энергосбережению обосновано, что в России инвестиционно наиболее привлекательными являются технологии комбинированного производства электроэнергии и тепла на уже существующих отопительных котельных. Для сравнения возможностей повышения эффективности энергоснабжения в результате применения различных технологий было проведено энергетическое обследование в г. Обнинск (Калужская область). Результаты показали, что интегральный финансовый эффект от внедрения наиболее эффективных технологий по энергосбережению у потребителя (частотного регулирования электроприводов, систем управления отоплением зданий, отмывки теплообменных поверхностей энергетического оборудования) не превысит 5–8% от финансовой эффективности ввода электрогенерирующих мощностей в виде надстроек по комбинированному производству тепловой и электрической энергии котельными города [100, п. 5 заключения].

Комбинированное производство тепла и электроэнергии позволяет сократить потребление органического топлива и уменьшить выбросы вредных веществ за счет более высокого коэффициента использования топлива в сравнении с отдельной схемой энергоснабжения, согласно которой электроэнергия вырабатывается на крупных тепловых кон-

денсационных электростанциях (КЭС) или АЭС, а тепло – котельными. Сопоставление по эффективности использования топлива отдельной и комбинированной схемы энергообеспечения, проведенное в ИНЭИ РАН, показывает, что отдельная схема энергообеспечения ведет к перерасходу топлива и увеличению выбросов парниковых газов на 50%, при условии их работы на идентичном виде органического топлива [218]. Таким образом, расширение возможностей когенерации является наиболее действенным организационно-техническим механизмом повышения эффективности энергообеспечения.

Граница распространения когенерации определялась эффектом масштаба. Применительно к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии прежде всего он выражался в росте эффективности параметров паровых турбин по мере увеличения их мощности. Соответственно при снижении присоединенной тепловой нагрузки ниже некоторой величины затраты на строительство ТЭЦ превышали выгоды от ее использования [416]. Для европейской части СССР при существующих стоимостях топлива и оборудования на начало 1980-х годов было обосновано, что теплофикация экономически целесообразна при тепловых нагрузках более 400 Гкал/час [219].

Граница эффективности любого технологического решения меняется в зависимости от целого набора факторов: развития технологий, изменения стоимости ресурсов, развития инфраструктуры. Данный процесс является объективной закономерностью. Например, роль основного источника первичной энергии постепенно переходила от дров к углю, далее к нефти и газу. Страны, которые игнорировали мировые тенденции, проигрывали в эффективности на определенном историческом интервале развития. Как показал анализ опыта развития стран Западной Европы, Северной Америки и Японии, сегодня роль эффекта масштаба снижается. Обусловлено это совокупностью причин, основными из которых являются успехи в энергетическом машиностроении и создание благоприятных условий для развития когенерации небольшой мощности. Снижение эффекта масштаба проявляется в смещении границы зоны эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии на уровень сотен киловатт. В некоторых странах законодательно закреплено обязательное комбинированное производство тепловой и электрической энергии при тепловом потреблении более 1 МВт [220]. Прогнозируется, что в ближайшие 20 лет граница эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии (combined heat and power (СНР)) сместится на уровень единиц киловатт [88]. В работе [406] показано, что в Европе бытовыми когенерационными установками на основе топливных элементов мощностью 300 Вт (э) и 600 Вт (т) будет оснащено к 2030 г. – 4% домохозяйств. Более быстрое распространение мiсго СНР прогнозируется в Японии, где в 2009 г. число подобных установок составляло 5 тыс. единиц, а в 2013 г. около 50 тыс.

Развитие распределенной энергетики накладывает условие на изменение инфраструктуры, в частности требует перевода распределительных сетей в переменный режим работы снабжения потребителей электроэнергией и приема электроэнергии от ОРЭ, принадлежащих потребителям [26, 88], что послужило основанием для формирования новой концепции развития электроэнергетики за рубежом на основе решений smart сетей.

Исходя из приведенных предпосылок, можно утверждать, что в России комбинированное производство тепловой и электрической энергии следует развивать в направлении

освоения области малых единичных мощностей, обеспечивая координацию традиционной и распределённой энергетики, что и будет являться наиболее значимым организационно-техническим механизмом повышения коэффициента использования тепла топлива.

Малая энергетика в Российской Федерации на 96,4% по мощности состоит из тепловых станций [109]. В работе [221] рассмотрены приоритетные направления перехода муниципальных образований на самообеспечение тепловой и электрической энергией, проведено ранжирование существующих технологий по эффективности её производства. Показано, что удельные расходы топлива на производство электроэнергии при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии могут составлять не более 160 г у.т./кВт·ч, что более чем в два раза меньше, чем на лучших газотурбинных и паротурбинных установках (ГТУ и ПТУ) и в 1,5 раза меньше, чем на самых современных ПГУ [213].

В 2009 г. удельный расход условного топлива составил 243,1 г у.т./кВт·ч на наиболее экономичном виде установленного оборудования тепловых электростанций – ПГУ [347], т.е. на 50% превышал значения, достижимые на основе распределённой когенерации.

Топливо, дополнительно сжигаемое в котельных, за счет установки ОРЭ по комбинированному производству тепловой и электрической энергии с эффективностью до 85% преобразуется в электрическую энергию [221]. Эффективный КПД выработки электроэнергии на тепловом потреблении (η) определим как:

$$\eta = E / (Q - N_t / \eta_k), \quad (4.1)$$

где E – количество выработанной электроэнергии; Q – тепло сожженного топлива; N_t – количества тепла, отданного потребителю; η_k – КПД котельной (пикового котла) [223].

В работе [251] показано, что электроэнергия ТЭЦ рентабельна для потребителей своего региона и теряет экономический смысл из-за возрастающих потерь при передаче электроэнергии в другие регионы, в том числе вследствие преобразований в повышающих и понижающих трансформаторах, что подтверждает правомочность предложенного определения распределённой энергетики.

При работе в рамках развития технологической платформы «Малая распределённая энергетика» совместно с ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» было обосновано, что задача перевода малых и средних котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии является намного более значимой для России по сравнению с другими странами. Для аргументации данного утверждения был сопоставлен уровень топливных затрат (в пересчете на условное топливо) для обеспечения деятельности централизованных систем электро- и теплоснабжения в разных странах следующим образом. Если полный отпуск электроэнергии и отпуск тепла от установок централизованной тепловой энергетики, сжигающей углеводородное топливо, перевести в единицы условного топлива при условном КПД котельных установок – 90%, а тепловых электростанций – 38%, то примерное соотношение расхода условного топлива для целей теплоснабжения и электроснабжения в централизованной энергетике для разных стран будет соответствовать данным, представленным на рис. 4.2.

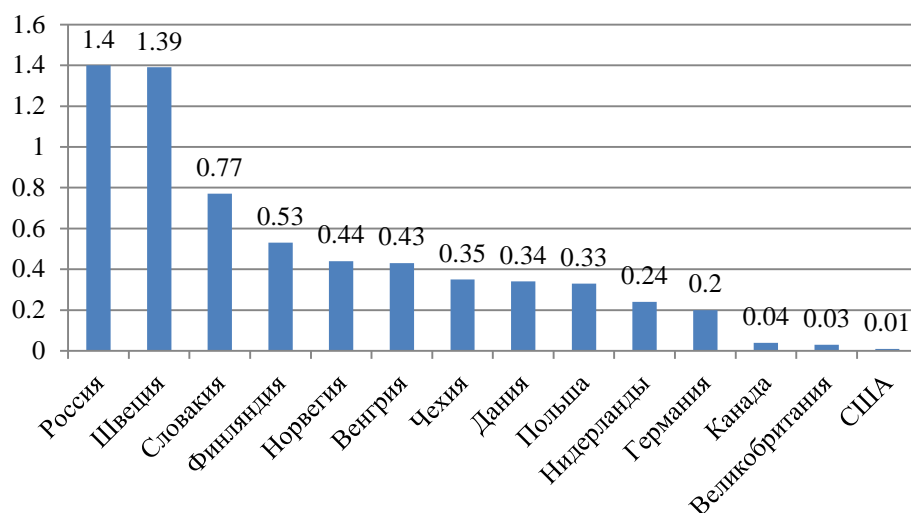


Рис. 4.2 Соотношение затрат топлива на отпуск тепла и электроэнергии от установок централизованной тепловой энергетики разных стран

В России на централизованное производство тепла используется в 1,4 раза больше топлива, чем на выработку электроэнергии. При этом если учесть, что реальный КПД котлов России не выше 87%, а КПД электростанций около 37%, то это соотношение еще выше и составляет около – 1,5 [155]. Таким образом, для решения задачи повышения энергоэффективности в условиях Российской Федерации потенциал комбинированного производства тепловой и электрической энергии имеет наибольшее значение.

Несмотря на это в стране доля комбинированной выработки энергии незначительна. Так, ТЭС Российской Федерации производят в комбинированном цикле только 29,3% централизованного тепла (21% от общего количества) [272]. Например, в Дании, технологическом лидере в сфере теплоснабжения, доля электроэнергии и тепловой энергии, выработанных в комбинированном цикле, составляет 65–80% [267]. Причем в России паротурбинные ТЭЦ работают преимущественно по неэффективному конденсационному режиму, что отражает их относительно высокая доля в выработке электроэнергии ТЭС страны (более 50%) при низкой доле в отпуске тепла [253]. То есть сформировавшееся тепловое потребление в России является существенным потенциалом снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращения негативного влияния на окружающую среду, который еще использован в крайне незначительной степени.

В развитых странах, имеющих более мягкий климат, законодательство стимулирует развитие когенерации как основного средства экономии топлива (вплоть до запрета использования природного газа в котельных: в европейских странах и США запрещается законодательством использовать газ в котельных [255]). В России ситуация противоположная. Согласно [36], к 2030 г. доля ТЭЦ в выработке электроэнергии уменьшится с 36 до 22% при росте относительной и особенно абсолютной (почти в 5 раз) выработке КЭС с 30,8 до 39% [36], несмотря на то что любое участие КЭС и/или котельных в покрытии базовых (и даже полупиковых) электрических и тепловых нагрузок в отопительный период указывает на имеющиеся резервы развития когенерации и, следовательно, экономии топлива. Причем новые КЭС требуют создания сопутствующих мощных ЛЭП и систем доставки топлива,

что значительно удорожает такие проекты с точки зрения энергетики в целом. В климатических условиях Российской Федерации, когда на теплоснабжение тратится значительно больше топлива, чем на электроснабжение, неправомерно рассматривать КПД котельных и ТЭС отдельно (так же как развитие электроснабжения в отрыве от теплоснабжения), необходимо переходить к рассмотрению эффективности энергоснабжения территории в целом. Тогда станет очевидной необходимость расширения применения теплофикации (когенерации) с соблюдением соответствия электрических и тепловых мощностей теплофикационных систем нагрузкам обслуживаемых потребителей [251].

Проведение энергетических обследований ЖКХ показывает на кратно больший вклад в повышение энергоэффективности от надстроек котельных электрогенерирующим оборудованием в сравнении с другими мероприятиями по энергосбережению. Так как коммерческим продуктом, производимым надстройкой котельной, является электроэнергия, при расчете экономической эффективности напряжение подключения к сети является определяющим параметром. При сравнении проектов различных мощностей генерирующего оборудования необходимо принимать во внимание стоимость электроэнергии, произведенную на оборудовании, подключенном на разном напряжении. Учитывая, что тарифы на электроэнергию на низком напряжении более чем в 1,5 раза ниже и, что на напряжении 6/10 кВ не разрешается подключать к сети мощность более 2,1 МВт, можно прийти к заключению, что наиболее экономически целесообразными проектами по распределённой энергетике будут мини-ТЭЦ электрической мощностью до 2 МВт.

При разумной технической и тарифной политике владельцев и муниципалитетов в сочетании с государственной поддержкой топливосбережения местные ТЭЦ не оставят шансов на конкуренцию со стороны сторонних источников электроэнергии на органическом топливе, по крайней мере того же вида (прежде всего, природного газа) [251].

Но несмотря на эффективность перевода котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, показанную более 10 лет назад в работе [221], авторами которой являются люди, определявшие направления научно-технических исследований в энергетике и энергетическую политику Российской Федерации, реализация проектов когенерации представлена единичными случаями, скорее являющимися исключениями из правила – выработки в котельных только тепловой энергии. При общем обзоре законодательного обеспечения комбинированной выработки тепла и электроэнергии можно констатировать, что условия для ее развития обеспечены. В федеральных законах № 35 ФЗ «Об электроэнергетике», № 36 ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...», № 261 ФЗ «Об энергосбережении...», № 190 ФЗ «О теплоснабжении», № 279 ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения» неоднократно подчеркивается первоочередность комбинированной выработки.

Однако, как показывает более чем 25-летняя практика построения рыночных отношений в России, в рамках ДК в результате фрагментарного подхода и разделению единой задачи энергоснабжения на тепло и электроснабжение перевод котельных в режим комбинированного производства тепла и электроэнергии экономически нецелесообразен.

В указанных законах не удалось увязать в единое целое особенности функционирования комбинированных источников. В каждом из этих законов, имеющих самостоятельную сферу применения, неоднократно подчеркивается приоритетность комбинированной выработки, а особенности работы ТЭЦ при этом размываются [155].

Ведь еще в 1984 г. в рамках программы энергосбережения в СССР было задекларировано направление по внедрению надстроек котельных. В частности, заместитель Председателя Совета Министров Б.Е. Щербина издал приказ о том, чтобы в Москве в виде опытных установок построить две такие котельные. Они построены не были, несмотря на то что в условиях плановой экономики не было проблем с подключением к сетям новых источников, согласованием их топливных режимов, выделения объемов газа [250].

Можно сделать следующий вывод: для начала массовой реализации проектов по переводу котельных в режим когенерации и решения проблемы повышения качества и надёжности электроснабжения на основе АК должны быть сформированы условия для гармонизации интересов теплоснабжающих компаний, энергосистемы и потребителей для того чтобы реализация подобных проектов стала выгодна. В рамках ДК проблема с утилизацией тепла является одной из основных причин, в результате которой развитие распределённой когенерации в условиях Российской Федерации экономически не целесообразно.

4.4. Проблемы реализации тепловой энергии объектами распределённой энергетики и повышение экономической эффективности когенерации

Согласно данным Росстата, малая энергетика в сравнении с крупными ТЭС имеет более высокие удельные расходы топлива на производство электрической энергии и не ведет к повышению энергоэффективности. В качестве примера в табл. 4.4 приведена структура производства электроэнергии и удельные расходы топлива дизельными электростанциями, обслуживающими преимущественно зоны децентрализованного энергоснабжения России и работающими в автономном режиме, по секторам экономики [109]. Средний удельный расход топлива на производство электроэнергии дизельными электростанциями в 2007 г. составил 397 г у.т./кВт·ч. Как показано в Отчете СО ЦДУ о деятельности электроэнергетики за 2008 г. [4], средний удельный расход топлива по всем ТЭС в 2007 г. составил 332,9 г у.т./кВт·ч, что на 19% меньше, чем на дизельных электростанциях России.

Рассмотрим, в чем заключаются специфические условия Российской Федерации, и за счет каких факторов выводы о повышенных расходах топлива не согласуются с международным опытом по эффективности работы распределённой когенерации. В работе [221] показано, что при производстве электроэнергии на паровых турбинах противодавления малой мощности отношение электрической к тепловой мощности находится в диапазоне 1/(3–10), при использовании газотурбинных и газопоршневых установок – на уровне 1/(1–1,6).

Таблица 4.4

**Структура производства электроэнергии и удельные расходы топлива
дизельными электростанциями России по секторам экономики (2007 г.)**

Сектор экономики	Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	Структура выработки элек- троэнергии, %
Добыча полезных ископаемых	391	40,6
Обрабатывающая промышленность	366	1,7
Энергетика	417	39,1
Строительство	356	7
Сельское хозяйство	383	1,4
Транспорт и связь	417	0,9
Услуги	377	9,3
Всего	397	100

Согласно табл. 4.5 [109], соотношение между выработанной электрической и тепловой энергией на ОРЭ по состоянию на 2007 г. на порядки отличается от технологически оптимального при комбинированном производстве тепла и электричества. Например, при электрическом КПД дизельной станции в номинальном режиме ~33–37%, отношение попутного тепла к электроэнергии находится на уровне 1/1, что в 13 000 раз отличается от данных табл. 4.5. Сравнение данных по отпуску тепловой и электрической энергии, произведенной на различном оборудовании малых ТЭС, указывает на отсутствие использования тепла при производстве электроэнергии. В этом случае коэффициент использования топлива определяется электрическим КПД энергоустановки, зависящим от режимов работы. При условии, что эффективность использования мощностей малой (преимущественно автономной генерации) составляет 2105 час/год [109], работа не в оптимальном режиме с частичной загрузкой ведет к дополнительному увеличению удельного расхода топлива, значительно превышая значения, предусмотренные ГОСТ 10150-88 «Дизели судовые, тепловозные и промышленные» [208].

Таблица 4.5

Технологическая структура малых ТЭС России (2007 г.)

Тип ТЭС	Выработка электроэнергии		Отпуск тепловой энергии		Отношение произведенной электрической энергии к тепловой	
	млн кВт·ч	%	тыс. Гкал.	%	тыс. кВт·ч/Гкал	Вт эл/Вт тепла
Дизельные	7407	33,9	0,63	0,91	11 757	13 671
в т.ч. передвижные	1868		0			
Газопоршневые	5542	25,3	1,96	2,82	2828	3288
Газотурбинные	175	0,8	0,16	0,23	1094	1272
Паротурбинные	8744	40	66,86	96,1	131	152
Итого	21868	100	69,61	100	314	365

Результатом фрагментарного подхода является отсутствие использования тепловой энергии при условии, что 94% электроэнергии генерируется дизельными электростанциями, расположенными в восточных и северных регионах страны. При этом самый высокий удельный расход топлива на производство электроэнергии отмечен в коммунальной энергетике (417 г у.т./кВт·ч), где при производстве электроэнергии для бытового сектора

постоянно присутствует круглогодичный спрос на тепло для ГВС, а длительность отопительного периода в ряде районов превышает 270 суток.

Таким образом отличительными особенностями функционирования малой энергетики в России являются:

- децентрализованная работа в изолированном от энергосистемы режиме;
- отсутствие использования преимуществ комбинированного производства тепла и электричества, низкая утилизация попутной тепловой энергии.

В результате её первоочередной задачей является не повышение эффективности использования топлива в результате комбинированной выработки энергии, а производство электроэнергии для обеспечения жизненно необходимых задач децентрализованных зон энергоснабжения. Вопросы экономической эффективности, энергосбережения имеют второстепенное значение при выборе технического решения. Соответственно потенциал, который реализуется за счет малой энергетики в развитых странах (оптимизация стоимости энергоснабжения, повышение коэффициента использования топлива, использование тепловой энергии в комбинированном цикле), в России не используется.

Отсутствие утилизации тепловой энергии при производстве электроэнергии ведет к снижению инвестиционной привлекательности проектов по малой энергетике. Коэффициент использования тепла в решающей степени определяет экономическую эффективность ОРЭ по комбинированному производству тепловой и электрической энергии [110]. И сформировавшееся тепловое потребление не рассматривается как потенциал снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в результате перехода от раздельной выработки тепла и электроэнергии к комбинированной. В качестве примера на рис. 4.3 [110] показана расчетная зависимость относительного срока окупаемости использования газопоршневого агрегата (ГПА) от эффективности использования тепла. Экономическая эффективность энергоустановки без утилизации тепла (левая граница) оказывается в 2,5 раза ниже, чем при полной утилизации тепла. На рис. 4.4 представлена фактическая зависимость удельного расхода топлива на производство электроэнергии от доли комбинированной выработки электроэнергии на примере газопоршневых станций Башкирии (построено по данным [152]). Поэтому для повышения экономической эффективности распределённой когенерации является актуальной проработка схем ее подключения к системам теплоснабжения, позволяющим в максимальной степени использовать существующее тепловое потребление, что является до конца не решенным вопросом.

На рис. 4.5 представлены две схемы выдачи тепла когенерационными установками: со сбросом газов от ГТУ в горелки котла (сбросная схема, рис. 4.5, а) и с водогрейным котлом, работающим на утилизации попутного тепла уходящих газов для подогрева сетевой воды (рис. 4.5, б).

Как показано в работе [152], сбросная схема по своей сути весьма существенно вытесняет возможную долю комбинированной выработки электроэнергии, фактически являясь иллюстрацией фрагментарного подхода к построению системы энергоснабжения. Например, уходящие газы после ГТУ-16 можно сбрасывать в топку котла КВГМ-100 и вырабатывать таким образом 16 МВт·ч электрической и 100 Гкал тепловой энергии. Однако если имеется потребитель тепловой энергии мощностью 100 Гкал/ч, то

на этом отпуске тепла можно вырабатывать от 50 МВт (если КПД ГТУ=25%) до 75 МВт (если КПД ГТУ=37%) электрической мощности. Хотя с точки зрения коэффициента использования топлива они практически равнозначны. Таким образом, сбросная схема должна быть исключена из рассмотрения до тех пор, пока хотя бы часть электроэнергии в регионе и в стране вырабатывается с конденсационным режимом. Когда же конденсационная выработка на ТЭС будет исключена, применение этой схемы оправданно. Аналогичный вывод приведен и отчете о НИР «Разработка программы модернизации электроэнергетики России до 2020 г.» [347].

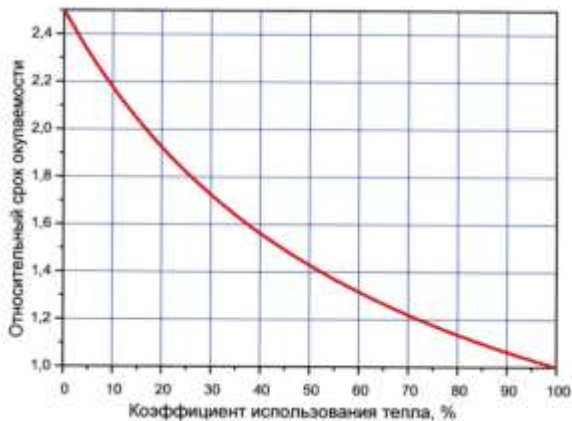


Рис. 4.3. Зависимость простого срока окупаемости ГПА от эффективности использования тепла

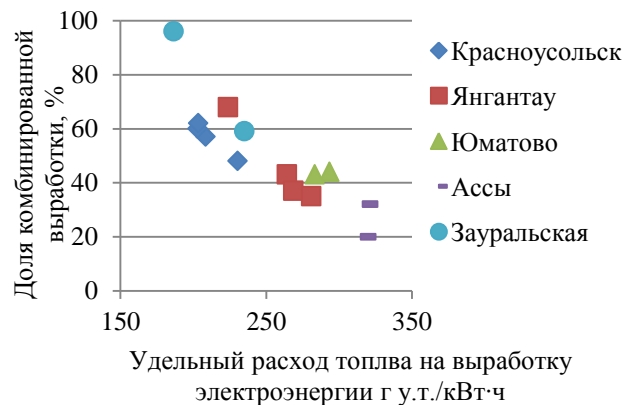


Рис. 4.4. Зависимость удельного расхода топлива на производство электроэнергии от доли комбинированной выработки электроэнергии на примере газопоршневых станций Башкирии

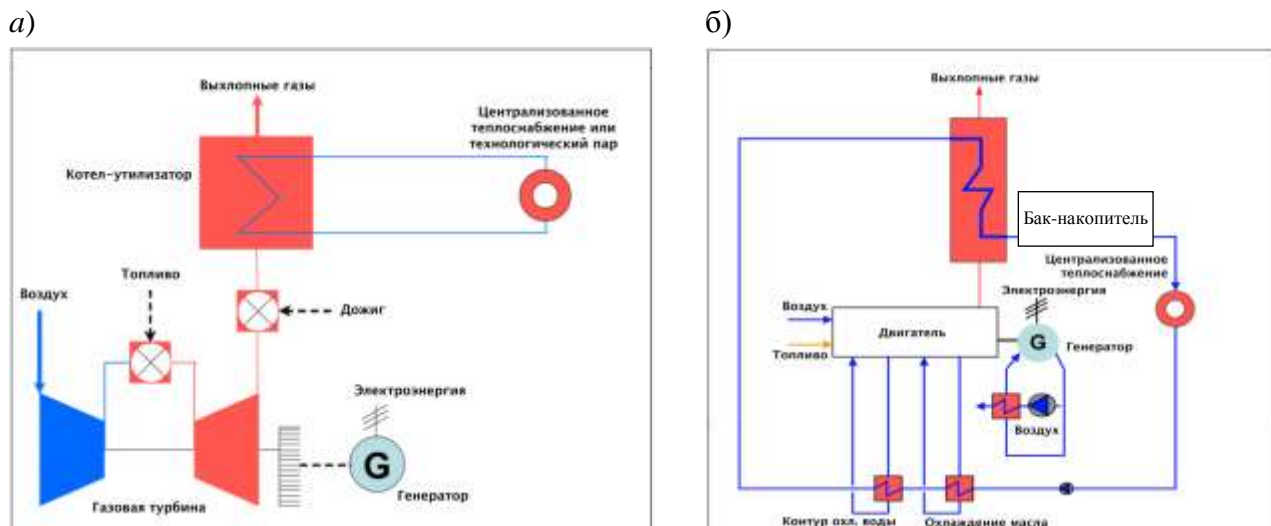


Рис. 4.5. Схемы выдачи тепла когенерационными установками [368]:
а) со сбросом газов от ГТУ в горелки котла (сбросная схема);
б) с водогрейным котлом

**Основные характеристики тепловых схем газотурбинной надстройки
водогрейных котлов (ГТУ-ТЭЦ) в классе мощности 1÷6 МВт [238]**

Наименование	ГТЭ-1,25	ГТУ-2,5	ГТУ-4П	ГТУ-6П
Разработчик	Завод им. В.Я. Климова	АО «Авиадвигатель»		
Базовый авиадвигатель	ТВЗ-117	ПС-90 А		
Номинальная мощность, МВт	1,1	2,67	4,34	6,49
Утилизируемая тепловая мощность, МВт	2,32	6,62	9,29	12,9
Используемая тепловая мощность при дожигании ($\alpha = 1,05$; $t = 150^\circ\text{C}$), МВт	16,5	58,3	69,5	80
Соотношение мощностей <i>тепло/электроэнергия</i> при утилизации тепла	2,1	2,47	2,14	1,29
Соотношение мощностей <i>тепло/электроэнергия</i> при дожигании	15,0	23,3	16,0	12,3
Тип водогрейного котла для надстройки	КВГМ-20	КВГМ-50	КВГМ-100	

Отрицание сбросной схемы в [347] фактически является подтверждением необходимости координации развития систем жизнеобеспечения, в частности рассмотрении теплового потребления для производства электроэнергии как неиспользованного резерва повышения эффективности энергоснабжения. Продолжая логику максимизации использования потребления тепла, можно прийти к выводу о целесообразности использования когенерационных установок с наибольшим электрическим КПД. А в этом случае при условии подсоединения к сети на напряжении 6/10 кВ и соответственно ограничении по мощности в 2,1 МВт [114] преимущества получают газопоршневые установки.

При работе поршневых двигателей тепловая энергия генерируется в контуре охлаждающей жидкости, в контуре масла и потоком продуктов сгорания. Например, для двигателя мощностью 300 кВт производства ОАО «Автодизель» (ЯМЗ) доля тепловой энергии потока продуктов сгорания не превышает 50% от общего производимой установкой тепла [128]. В связи с этим схемы со сбросом потока уходящих газов в существующий котел в котельной [238] по сбросной схеме с последующим дожиганием не дают столь выраженных преимуществ, как в случае с газотурбинными установками, где вся утилизируемая тепловая энергия сосредоточена в потоке продуктов сгорания. Кроме того, ГПА по сравнению с ГТУ значительно более чувствительны к увеличению противодавления тракта уходящих газов, что требует установку дымососов в случае использования существующего теплового оборудования котельных. Поэтому утилизацию тепловой энергии ГПА целесообразнее осуществлять в виде подогрева обратной сетевой воды котельной в отдельном серийном водогрейном котле–утилизаторе. Тем более, что организация схемы со сбросом уходящих газов в существующее тепловое оборудование котельной требует индивидуального проектирования, что с учетом изношенности котельных приводит к значительному удорожанию проекта, в то время как стоимость серийно выпускаемых водогрейных котлов-утилизаторов не превышает 15% от стоимости ГПА. Таким образом, утилизация попутного тепла в котле–утилизаторе по сравнению со сбросной схемой имеет целый ряд как общесистемных преимуществ, так и выгод для потребителя.

Далее рассмотрен организационно-технический механизм расширения возможностей когенерации при максимальном полезном использовании тепловой энергии, произведенной надстройкой котельной. При этом исследованы варианты выбора мощности и оборудования когенерационных установок, чтобы можно было обеспечить их работу по графику электропотребления, а не по тепловому потреблению населенного пункта. За основу выбора оборудования и мероприятий по развитию систем энергоснабжения принято совмещение графиков (существующих и перспективных) электрических и тепловых нагрузок населенных пунктов (районов), как в разрезе года (так называемая теплоэлектрическая характеристика района), так и суток, представленных ОАО «ВНИПИЭнергопром». Для решения этой задачи при условии полной утилизации попутно вырабатываемого когенерационной установкой тепла требуется установка бака-накопителя тепловой энергии (рис. 4.5, б). Возможность аккумулирования тепла позволяет сформулировать новые подходы к определению мощности надстроек котельных. В табл. 4.7 сведены расчеты режимов работы по выработке электроэнергии надстроек котельных при условии полной утилизации попутного тепла в результате использования бака накопителя. В рамках расчета было сделано допущение, что в период отсутствия отопительной нагрузки когенератор помимо обеспечения текущей нагрузки горячего водоснабжения аккумулирует тепло, которое используется в период пикового спроса на ГВС. Тем самым снимается необходимость работать по графику тепловой нагрузки и появляется возможность обеспечивать генерацию по графику электрических нагрузок. За единицу (100%) принята пиковая мощность котельной, обеспечивающая максимальное расчетное значение потребление тепла для самой холодной пятидневки. При расчетах принимался график тепловой нагрузки, характерный для потребления городской застройки с централизованным горячим водоснабжением Московской области.

Таблица 4.7

Параметры когенерационных установок для различных режимов работы при условии полного использования сбросной тепловой энергии

Режим работы когенерационной установки	Мощность когенерационной установки, % от пиковой мощности котельной	Требуемый объем аккумулирования энергии, % от пиковой часовой производительности котельной	Доля тепла, произведенного в теплофикационном цикле за год, % от ежегодного производства тепла
Базовый	14	76	34
Полупиковый	26	91	51
Пиковый	56	100	85
Производство электроэнергии на собств. нужды	3	–	7,3

Расчеты показали, что для полной утилизации тепловой энергии в неотопительный период при установке в котельной когенератора, покрывающего базовую нагрузку по электроэнергии в зимнее время, необходим бак – накопитель в объеме 76% ее часовой производительности при максимальной нагрузке. При этом в режиме когенерации будет выработано 34% от всего отпущенного за год тепла, остальной объем обеспечивается работой котельного оборудования.

В случае установки когенератора мощностью, полностью покрывающей полупиковый спрос по электроэнергии, объем бака – накопителя составляет 91% от максимальной часовой производительности котельной. Доля тепла, выработанного в комбинированном режиме за год, будет 51%.

В городской застройке пиковый спрос на электроэнергию в период прохождения холодной пятидневки составляет 56% от потребляемой мощности по теплу. При установке когенератора такой мощности, что обеспечивает полное покрытие пиковых нагрузок по электричеству, объем бака – накопителя примерно равен часовой мощности котельной, а доля отпуска тепла, произведенного в комбинированном режиме, составляет 85%.

Предложение использования баков-накопителей тепла продиктовано следующими соображениями. На протяжении нескольких лет происходит рост доли электроэнергии, производимой на ТЭЦ в конденсационном режиме. Создание возможности перехода из режима регулирования тепловой в режим регулирования электрической нагрузки позволит повысить долю электроэнергии, производимую в комбинированном режиме, и обеспечит новым мини-ТЭЦ условия для работы в режимах, определяемых не тепловой нагрузкой, а в режиме производства пиковой электроэнергии. С этой целью целесообразно установить аккумуляторы тепловой энергии в системах теплоснабжения котельных, надстраиваемых когенерационными установками. Перейдя в режим производства пиковой электроэнергии, ОРЭ получают возможность выполнять функцию регулируемых пиковых мощностей. Произведенное и не востребованное в период производства пиковой электроэнергии тепло будет аккумулироваться в баках-накопителях и расходоваться по графику потребления тепловой энергии. Производство и потребление тепловой энергии будет разделено по времени суток между производством в период спроса на пиковую электроэнергию и потреблением, согласно существующим тепловым нагрузкам. Задача регулирования будет сведена к согласованию суммарных суточных объемов производства тепла на мини-ТЭЦ и его потребления.

В условиях плавающей цены на электроэнергию установка баков-накопителей по сути является организационно-техническим механизмом, обеспечивающим перенос экономических преимуществ комбинированной выработки тепла и электроэнергии на время, когда возрастает потребность в электроэнергии в конкретной микросети (что выражается в увеличении в ней цены на электроэнергию) с того времени, когда есть спрос на тепло. Длительность такой временной «развязки» между производством (утилизацией) и потреблением тепла определяется теплоизоляционными характеристиками и ёмкостью бака накопителя и не превышает несколько десятков часов. Таким образом, данный организационно-технический механизм обеспечивает суточное регулирование профиля электропотребления, что позволяет достичь как выравнивание графиков работы крупных энергоблоков.

Аккумуляторы теплоты в энергетике используются достаточно давно. Их применение началось еще в начале XX в. Первая энергетическая пиковая турбинная установка с аккумулятором теплоты была сооружена в 1920 г. в Мальме (Швеция). Крупная система аккумуляирования питательной воды была построена в 1921 г. в Мангейме (Германия), а в 1929 г. – энергоустановка мощностью 50 МВт (э) в г. Шарлоттенбурге, которая выполняла функцию пиковой и резервной станции в энергосистеме г. Берлина. Подобные решения

получили широкое распространение в мире, например, в системах теплоснабжения Великобритании: ТЭЦ Pimlico в Лондоне, ТЭЦ Woking в графстве Суррей [398]. С середины 1970-х годов существует повышенный интерес к теплоаккумулирующим системам, главным образом в связи с необходимостью экономии и замены нефтепродуктов при выработке теплоты и электроэнергии. При использовании базисных энергоустановок, работающих на угле и ядерном топливе, замена пиковых установок на системы аккумулирования тепловой энергии обеспечит экономию жидкого топлива и природного газа и рост КИУМ на АЭС и ТЭС на угле. По данным ОАО «ВНИИАЭС» в России наибольшее применение аккумулирования тепловой энергии получило на ТЭЦ в крупных городах с развитой системой централизованного теплоснабжения. В основе применяются аккумуляторы теплоты атмосферного типа суммарной мощностью до 100 000 м³ для хранения горячей воды с температурой 95°С [409].

Таким образом, модернизация существующих ТЭЦ путем установки баков-накопителей тепловой энергии предполагает создание значительных аккумулирующих ёмкостей тепла. Поэтому в отличие от рассмотренного в [409] решения, начинать реализовывать первые проекты с установленными в системе теплоснабжения баками-аккумуляторами желательно не на существующих ТЭЦ, а совмещать с модернизацией систем теплоснабжения котельных и их переводом в режим комбинированного производства тепла и электроэнергии за счет надстройки котельных когенерационными установками. В результате существующие системы централизованного теплоснабжения позволят обеспечить выработку электроэнергии когенерационными установками по графику, необходимому для покрытия электрической нагрузки, а не тепловым потреблением. При этом удельная стоимость бака-аккумулятора тепла (в пределах 1,5 тыс. р./кВт·ч в ценах 2014 г.) ниже стоимости строительства ГАЭС (от 16 тыс. р./кВт·ч) и большинства других технологий по аккумулированию электроэнергии (стоимость самых дешевых свинцово-кислотных аккумуляторных батарей составляет 19-30 тыс. р./кВт·ч и систем аккумулирования на их основе – от 44 тыс. р./кВт·ч) [432].

Развитие ВИЭ в различных странах, указывает, что пока их доля незначительна (в пределах 3–5%), интеграция нерегулируемых источников в энергосистему аналогична присоединению традиционных новых источников. Проблемы в геометрической прогрессии возрастают при росте доли ВИЭ более 15–20%. А при увеличении доли ВИЭ более 50% требуется трансформация принципов построения энергосистемы [545]. Необходимость решения возникающих проблем определила высокие темпы роста в областях аккумулирования энергии, электромобилей, интеллектуальных сетей, управления спросом (demand response) и т.д. Несмотря на значительные достигнутые успехи в этих направлениях, стоимость не диспетчеризированной генерации ВИЭ и приведенной в соответствие с графиком потребления различается на десятки, а в ряде случаев – на сотни процентов. Предлагаемый организационно-технический механизм развития множества малых и средних маневренных когенерационных установок, имеющих возможность работать по графику электрических, а не тепловых нагрузок, и тем самым согласовывать профиль потребления и генерации нерегулируемых ВИЭ, нацелен не только на выравнивание режимов работы крупных энергоблоков традиционной энергетики, но и на решение задачи увеличе-

ния доли беспроблемной интеграции ВИЭ в отечественную энергосистему с минимальными издержками по мере достижения сетевого паритета стоимости не диспетчеризированной возобновляемой энергии.

Тиражирование любого технологического решения на различных объектах в рыночных условиях начинается с тех проектов, где удельные капитальные вложения имеют минимальное значение [241]. По мере реализации наименее капиталоемких решений начинают реализовываться более затратные. Поэтому в первую очередь будут реализовываться проекты по комбинированному производству тепловой и электрической энергии без систем аккумулирования. В этом случае возникает следующая задача: определить максимальную электрическую мощность интегрированной в энергосистему надстройки котельной для наиболее полного использования тепловой энергии и покрытия электрической нагрузки. При характерных для большей части европейской территории России сезонных и суточных графиках потребления тепла мощность надстройки будет составлять 10–12% от пиковой мощности котельной. Частичное производство тепловой энергии для обеспечения ГВС будет производиться в режиме, близком к полупиковому, остальное тепло будет вырабатывать оборудование котельной. В отопительный период полезное использование тепла будет обеспечено при работе в базовом режиме.

Согласно исследованиям ЦЭНЭФ, повышение эффективности использования тепловой энергии и сокращение ее потерь в сетях является резервом, реализация которого может дать ежегодную экономию 844 млн Гкал тепловой энергии, или 53% от уровня потребления тепла. Главный потенциал «заключен» в зданиях (385 млн Гкал), за ним следует снижение потерь в тепловых сетях и использование тепла на нужды ТЭЖ (237 млн Гкал), а также обрабатывающая промышленность (129 млн Гкал). Причем этот процесс уже происходит достаточно интенсивно: удельное потребление централизованной тепловой энергии в многоквартирных домах в 2000–2007 гг. упало с 0,164 до 0,143 Гкал/м²/год. При коррекции на климат удельный расход тепла на отопление в 2000–2007 гг. также снизился. Это снижение происходило за счет ввода новых энергоэффективных жилых зданий, за счет ликвидации «перетоков» и роста доли жилых зданий с домовыми приборами учета тепла [249]. Только в результате улучшения теплозащитных свойств зданий до уровня принятого в развитых странах (потребление на отопление типового жилого дома должно составлять 0,077 Гкал/м² в год или в 3 раза меньше фактического) экономия тепла может составить до 400 млн Гкал/год [273].

Поэтому проекты, в которых предлагается в котельную с коммунально-бытовой нагрузкой в 100 Гкал/ч «вписать» когенераторы электрической (и соответственно тепловой) мощностью по 50–70 (а в некоторых случаях по 90–100) МВт по сути являются следствием фрагментарного подхода к развитию энергетики и едва ли будут способствовать росту энергоэффективности ЖКХ страны в долгосрочной перспективе, несмотря на достаточную (на сегодняшний день) убедительность представляемых технико-экономических обоснований. Данное утверждение особенно актуально, так как в ряде случаев принятие решения о мощности надстройки котельной происходит при рассмотрении ее установленной мощности (а в ряде случаев еще и с поправкой на увеличение мощности в результате социально-экономического развития населенного пункта), а не фактической тепловой

нагрузки. Разница этих двух величин составляет значимую величину: например, в Москве в период прохождения самых холодных пятидневок на протяжении последнего десятилетия эта величина превышала 12 тыс. Гкал/ч. (что более 1/3 суммарной мощности источников тепла в городе) [250]. Кроме того, избыточное производство электроэнергии на тепловом потреблении населенного пункта приведет к росту встречных потоков: первичное топливо в городскую черту с достаточно плотной застройкой – экологически чистая электроэнергия за пределы зоны теплоснабжения новой ТЭЦ, что особенно актуально для энергоизбыточной Москвы и энергодефицитного Подмосквья.

В Московской области работает 2400 котельных. Согласно [48], централизованное потребление тепла в зонах плотной застройки обеспечивается котельными мощностью 11566 МВт. Реализация проектов по надстройке котельных в пределах 10–12% от их пиковой мощности обеспечит рост мощности энергосистемы на 1500 МВт (э), что позволит полностью решить проблему энергодефицитности Московского региона и повысит надёжность энергоснабжения Москвы и Подмосквья. На

Ежегодный объем централизованного производства тепла в котельных Российской Федерации превышает 650 млн Гкал/год. При переводе половины котельных в комбинированный режим производства тепловой и электрической энергии с круглогодичным использованием тепловой энергии (за счет надстройки котельных в пределах потребления ГВС) можно обеспечить выработку электроэнергии не менее 120 млрд кВт·ч в год. Проведенные расчеты показывают, что перевод котельных в режим комбинированной выработки в указанных объемах – это существенный резерв, реализация которого позволит снизить потребление топлива до 20 млн т у.т. в год. Учет факторов, свидетельствующих о долгосрочной тенденции уменьшения потребления тепла, указывает на то, что увеличение этого значения до 50 ГВт и объема экономии топлива до 50 млн т у.т. в год (согласно [277]), требует определенной осторожности. Во всяком случае базовым параметром для определения верхней границы выработки электроэнергии на тепловом потреблении населенного пункта должен быть среднегодовой объем ее потребления в пределах населенного пункта. Поэтому не следует реализовывать проекты с экспортом экологически чистого продукта – электроэнергии – за пределы территории с высокой плотностью населения.

В первую очередь проекты по надстройке котельных когенераторами следует реализовывать в тех микросетях, где формируется наибольшая среднегодовая цена на электроэнергию. Более высокие цены на электроэнергию в этих микросетях указывают на большие издержки транспорта электроэнергии до этих участков сетевой инфраструктуры. Таким образом, плавающая цена на электроэнергию в каждой микросети и «расшивка» наиболее проблемных мест в сетевой инфраструктуре на основе распределённой энергетики являются взаимодополняющими механизмами, сфокусированными на снижение издержек энергоснабжения.

По мере появления небольших, интегрированных в распределительные сети, а не в сети высокого напряжения, солнечных и ветровых электростанций, в этих участках распределительных сетей будет возрастать спрос на регулирующие мощности, обеспечивающие согласование их переменного профиля генерации с графиком спроса. Развитие объ-

ектов распределенной когенерации, выполняющих функцию пиковых источников является решением этой проблемы. Отличительными особенностями данного решения являются:

- меньшая капиталоемкость. При постоянном снижении разницы удельной стоимости крупных и малых энергетических установок использование сформировавшейся теплосетевой инфраструктуры для установки когенераторов позволяет существенно снизить удельные капитальные затраты по сравнению как со строительством отдельно расположенных пиковых электростанций, так и гидроаккумулирующих станций или иных систем аккумулирования электроэнергии;

- меньшие удельные расходы топлива на выработку электроэнергии. На это указывают как ранее приведенные данные об удельных расходах топлива (160 г у.т./ кВт·ч при когенерации с утилизацией попутного тепла и 410 г у.т./ кВт·ч и более при незначительном или полном отсутствии таковой, например, дизельными электростанциями России (см. табл. 4.4)), так и следующий факт. Любые системы накопления имеют КПД менее единицы, а наиболее доступные решения на основе ГАЭС – 60% [590]. То есть фактический расход топлива на электроэнергию, прошедшую диспетчеризацию с участием систем аккумулирования, вырастает до 66% по отношению к сегодняшнему среднему удельному расходу топлива в энергосистеме: с 330 до 500 г у.т./кВт·ч и более.

То есть в АК распределённая когенерация и возобновляемая энергетика становятся взаимодополняющими секторами электроэнергетики. Их совместное развитие является механизмом снижения издержек интеграции ВИЭ в энергосистему во всяком случае до достижения доли ВИЭ 20-25% в производстве электроэнергии. То есть на ближайшие десятилетия. Так как прогнозируется, что к 2035 г. доля ВИЭ в установленной мощности отечественной энергосистемы не будет превышать 5%: 15 ГВт из прогнозируемых в оптимистическом сценарии 312 ГВт [570]. Синергический эффект этого взаимодополнения выражается в значительно большем сокращении потребления ископаемых природных ресурсов по сравнению с развитием ВИЭ в совокупности с частичным дублированием их мощностей (например, увеличения мощности ГТУ), либо установкой накопителей [570], что, по сути и является основной целью поддержки развития ВИЭ в мире после принятия концепции устойчивого развития в Рио-де-Жанейро в 1992 г.

В результате роста конкуренции произойдет быстрое выравнивание эффективности применяемых различных технических решений и технологий. Большая часть используемых достижений в распределённой энергетике не будет являться порождением самого этого бизнеса, а придет в отрасль извне и не будет являться монопольными решениями отдельных энергоснабжающих организаций. В этих условиях «технические» издержки энергоснабжения у разных энергоснабжающих организаций будут примерно одинаковыми и победить в конкурентной борьбе только за счет современных технических решений станет практически невозможно – конкурирующие компании будут применять, как правило, столь же передовую технику и технологии [296]. Поэтому при массовом тиражировании проектов по надстройке котельных вопрос выбора технических решений будет решен на основе рыночных механизмов с последующим созданием библиотеки типовых технических решений [241].

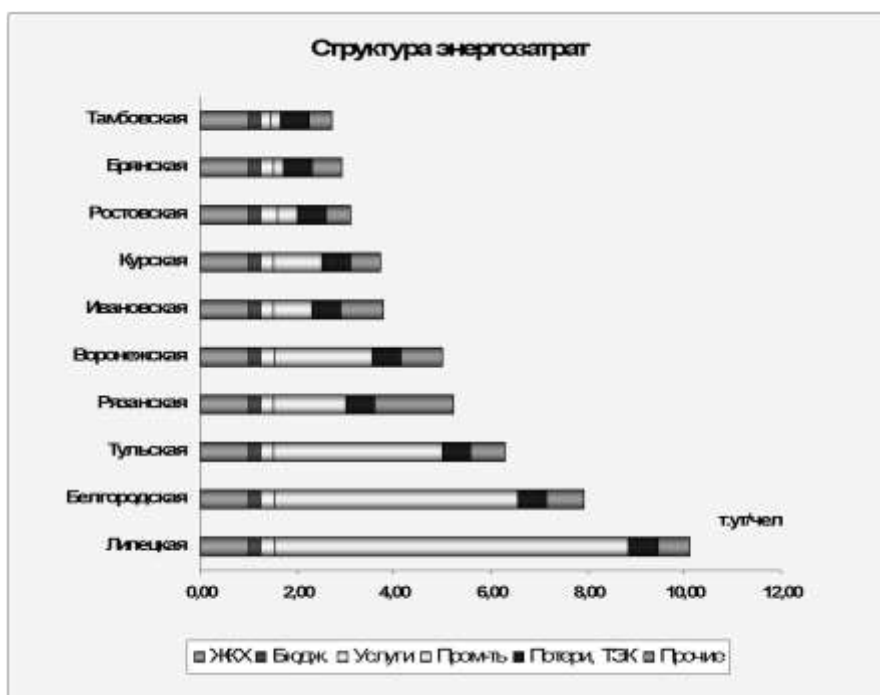


Рис. 4.6. Структура энергозатрат регионов 2008 г.

Таким образом, совместное развитие систем тепло и электроснабжения является основой для использования сформировавшегося теплового потребления как потенциала повышения эффективности энергоснабжения. В зависимости от принятия или отторжения данного утверждения можно обеспечить снижение удельного расхода топлива до 160–190 г у.т./кВт·ч, либо продолжить производство электроэнергии на основе малых мощностей со средними расходами более 390 г у.т./кВт·ч (см. табл. 4.4). Поэтому в применении к условиям Российской Федерации создание новых тепловых источников электроэнергии должно происходить в неразрывной связи с потребностями теплоснабжения, а тепловое потребление с учетом возможностей его аккумулирования следует рассматривать как равновесную составную часть электротехнических комплексов и систем потребителей.

Обширность территории Российской Федерации требует различных технологических решений по организации энергоснабжения в зависимости от климатических зон. Также при развитии системы энергоснабжения необходим учет соотношения потребления всех видов ТЭР экономикой каждого региона. Вместе с тем в пределах достаточно обширной территории, как это показано на рис. 4.6 [259] от Ростовской до Ивановской областей, в структуре энергозатрат регионов объем потребления ТЭР ЖКХ, бюджетным сектором и сферой услуг с точностью до 10% одинаков и составляет 1,7 т у.т./чел в год. Поэтому можно утверждать, что рассмотренные закономерности энергопотребления и предложенные организационно-технические механизмы по координации развития систем тепло и электроснабжения населенных пунктов будут достаточно корректны для большей части европейской части территории страны.

Выводы к главе 4

1. Роль распределённой энергетики во многом схожа с ролью малого бизнеса в национальном хозяйстве различных стран. Распределённая энергетика, сосуществуя рядом с традиционной, обеспечивает гибкость и мобильность электро- и теплоснабжения, удовлетворяет дифференцированный спрос потребителя на различные виды ТЭР (расширяя при этом область принятия решений), увеличивает объёмы производства энергии и улучшает показатели эффективности генерации энергии.

2. Критерием, отличающим распределённую энергетiku от традиционной «большой» энергетики, является наличие параллельного с сетью производства электроэнергии для электроснабжения потребителей, расположенных на расстоянии, при котором можно обеспечить её передачу без трансформации уровня напряжения, тем самым снизив потребление из сети, когда это является экономически целесообразным.

3. Методологические подходы к развитию децентрализованной и распределённой энергетики различаются: для децентрализованного энергоснабжения потребителей, особенно удалённых, ключевым фактором является надёжность энергоснабжения, а для распределённой энергетики – экономическая эффективность. Экономические показатели распределённой энергетики определяются её участием в снижении издержек работы энергосистемы. Развитие распределённой энергетики – это путь повышения структурной устойчивости энергосистемы в результате:

- вовлечения неиспользованного резерва снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в результате совместного производства тепла и электроэнергии;
- регулирования суточного графика работы энергосистемы: покрытие как пиковых нагрузок потребителей, так и выдачу электроэнергии в периоды снижения генерации ВИЭ в результате работы по графику электрических, а не тепловых нагрузок в результате организационно-технического механизма установки баков аккумуляторов горячей воды, позволяющего разнести во времени производство (утилизацию) тепловой энергии в периоды спроса на электроэнергию (соответственно, более высокой цены на электроэнергию в данной микросети) и потребление произведенного тепла по графику спроса на тепло;
- перевода режимов работы крупных энергоблоков в режимы с наименьшими удельными расходами топлива на производство электроэнергии, снижение времени работы в режимах вынужденной разгрузки, сокращение количества пусков/остановов энергоблоков;
- компенсации реактивной мощности в распределительных сетях, особенно в наиболее удалённых их точках, где потери электроэнергии имеют максимальное значение в результате организационно-технического механизма управления токами возбуждения синхронных генераторов объектов распределённой энергетики, работающих в режиме генерации при наличии пикового спроса на электроэнергию, а в остальное время – в режиме синхронных компенсаторов;

- автономного энергоснабжения части выделенной нагрузки в случае аварий в энергосистеме;
- повышения надёжности энергоснабжения в нормальных режимах.

Основа дополнения энергосистемы распределённой энергетикой – это перенос функции покрытия переменной составляющей спроса на электроэнергию на небольшие маневренные регулируемые электрогенераторы, имеющие кратно больший ресурс пусков/остановов по сравнению с крупными энергоблоками. Распределенная когенерацию и ВИЭ являются взаимодополняющими секторами электроэнергетики. Синергический эффект от совместного развития выражается в большем снижении издержек интеграции ВИЭ в энергосистему и большем уменьшении расхода топлива на выработку электроэнергии по сравнению с другими технологиями диспетчеризации зависящего от природных условий профиля генерации ВИЭ.

4. Снижение единичной мощности экономически целесообразного порога к переходу от раздельного производства тепла и электроэнергии на комбинированную схему расширяет границу применимости когенерации. Надстройка котельных электрогенерирующим оборудованием является реализацией наиболее значительного потенциала повышения энергоэффективности в сравнении с другими мероприятиями по энергосбережению. Утилизация тепловой энергии по сбросной схеме в отличие от схемы с дожиганием – путь рационального распоряжения резервом наименее капиталоемкого повышения коэффициента использования тепла топлива – полезного использования теплового потребления при производстве электроэнергии. Объем экономии топлива в результате его использования путем замены выработки электроэнергии в конденсационном режиме на тепловых электростанциях на когенерацию составляет не менее 20 млн т у.т. в год.

5. Создание новых тепловых источников электроэнергии должно происходить в неразрывной связи с потребностями теплоснабжения, а тепловое потребление с учетом возможностей его аккумулирования следует рассматривать как равновесную составную часть систем электроснабжения.

ГЛАВА 5. ЦЕНОЛОГИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

5.1. Переход к ценологическому распределению генерирующих мощностей – закономерный результат совместного развития тепло и электроснабжения

Распределение электрогенерирующих мощностей в регионе, обеспечивающее минимальные издержки и высокую надёжность энергоснабжения – это путь повышения структурной устойчивости энергосистемы. Решением этой задачи является размещение объектов распределённой энергетики на существующих источниках тепловой энергии для перехода к комбинированной выработке тепла и электроэнергии.

Сформировавшаяся система теплоснабжения является скелетным каркасом, своего рода «матрицей» для расположения генерирующих мощностей. На протяжении десятилетий задача минимизации издержек была основополагающей при формировании системы теплоснабжения. В силу значительных потерь тепла при его транспорте, а также энергетических затрат на перемещение сетевой вод источники тепла располагались вблизи потребителей тепловой энергии. Большинство потребителей тепла одновременно являются и потребителями электроэнергии. Поэтому совместное развитие электро и теплоснабжения путем размещения на источниках тепла ОРЭ приведет к минимизации сетевых потерь передачи электроэнергии потребителю.

При этом достигается синергический эффект: распределение источников электроэнергии обладает свойствами техноценоза. Основанием для данного утверждения являются объективно существующие предпосылки, состоящие в наличии общих закономерностей таких распределений как:

- коммунальные котельные России по объему отпущенной тепловой энергии: более 70% котельных мощностью до 3 Гкал/час и менее 5% – выше 20 Гкал/час (табл. 5.1) [155];
- потребители электроэнергии по объему потребления;
- новые заявки на подключение к энергосистеме по заявленной мощности;
- электрические сети по уровню напряжения;
- трансформаторные подстанции по мощности.

Проиллюстрируем распределение теплоснабжающих организаций (ТСО) отдельного региона на примере Краснодарского края. На рис. 5.1 представлены все ТСО Кубани с объемом отпуска тепловой энергии более 10 тыс. Гкал/год в логарифмических координатах: номер по порядку в порядке убывания объема отпущенной тепловой энергии (абсцисса), объем отпущенной тепловой энергии (ордината).

Коммунальные котельные в городах России

Наименование показателя	2000 г.	2009 г.
Число котельных, единиц (%)	67913 (100)	72370 (100)
в т.ч. мощностью до 3 Гкал/час	47296 (70)	55563 (77)
от 3 до 20 Гкал/час	16721 (25)	13483 (19)
от 20 Гкал/час	3289 (5)	2681 (4)
Суммарная мощность коммунальных котельных, тыс. Гкал/ч	675,3	590,9

Перечисленные распределения являются H -распределениями.

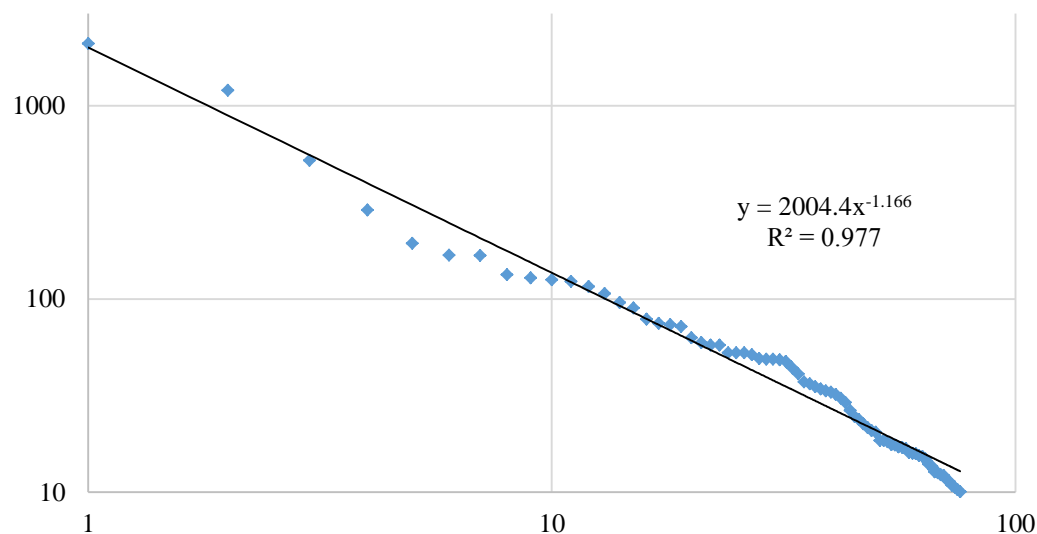


Рис. 5.1. Параметрическое распределение ТСО Краснодарского края с объемом отпуска более 10 тыс. Гкал/год по объему отпущенной тепловой энергии в логарифмических координатах (номер ТСО по порядку; объем отпущенной тепловой энергии, тыс. Гкал/год)

Полученный график описывается ценологической кривой (H -распределением):

$$A(x) = A_1/x^\beta, \quad (5.1)$$

где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(1) = A_1$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта (объем отпуска тепла ОАО «Краснодартеплоэнерго» в тыс. Гкал/год):

$$y_1 = 2023 x^{-1,17}; \quad (5.2)$$

коэффициент достоверной аппроксимации

$$R_1^2 = 0,9769. \quad (5.3)$$

Как следует из табл. 5.1 на фоне общего снижения производства тепловой энергии и суммарной установленной мощности коммунальных котельных происходит перераспределение производства тепла с крупных котельных на мелкие. Особенно заметна эта тенденция при учете роста доли собственных и промышленных котельных установок, которые не попадают в отчетность Росстата по форме 1-ТЕП и, соответственно, не отражены в табл. 5.1. Это указывает на рост характеристического показателя β в

H-распределении по мощности котельных. Данный факт является отражением происшедших в 2000–2008 гг. процессов децентрализации теплоснабжения, сопровождающихся приближением источников тепла к потребителю. Это проявилось в снижении протяженности тепловых сетей на 4% и в росте удельного веса числа котельных мощностью менее 3 Гкал/час с 70 до 73% за счет снижения удельного веса котельных средней мощности, а также в росте доли тепловой энергии, производимой на индивидуальных установках с 18 до 20%. В структуре использования тепловой энергии населением по мере развития малоэтажного строительства устойчиво растет доля децентрализованного тепла, генерируемого на индивидуальных установках. Такая же тенденция проявляется в сфере услуг. Особенно значительно доля централизованного тепла снизилась в промышленности: с 35% в 2000 г. до 31% в 2006 г. [249].

Сравнив распределение котельных на длительном интервале времени (табл. 5.1 и 5.2), можно видеть верифицируемость *H*-распределения котельных на протяжении четверти века (1984–2009 гг.). Высокая доля мелких котельных в СССР по сравнению с Россией 2000 г. объясняется более южным расположением территорий СССР, не вошедших в состав России (Украина, Молдавия, республики Закавказья и Средней Азии), в которых потребность в выработке тепла ниже, а также более высокой долей населения в этих республиках, проживающего в частных домовладениях [259].

Таблица 5.2

**Структура котельных, отпускающих тепловую энергию
на коммунально-бытовые нужды (1984 г.) [327]**

Мощность котельных, Гкал/ч	Удельный вес группы котельных в общем количестве всех котельных, %			Удельный вес группы котельных в выработке тепла всеми котельными, %		
	в целом по СССР	в том числе		в целом по СССР	в том числе	
		в городах	в поселках городского типа		в городах	в поселках городского типа
До 3	80	77,1	80,3	17,1	10,6	24,8
Свыше 3 до 20	16,4	18,1	16,4	17,2	13,6	31,7
Свыше 20 до 100	3,1	4,1	3,2	25,0	26,3	28,3
Свыше 100	0,5	0,7	0,1	40,7	49,5	15,2

Высокое значение коэффициента достоверной аппроксимации (R^2) 0,977, показывающего степень достоверности описания исходных данных *H*-распределением на примере Краснодарского края, позволяет утверждать о правомочности применения к системам теплоснабжения теории техноценозов.

Под «техноценозом» подразумевается определенная, исторически сложившаяся, взаимосвязанная совокупность субъектов и объектов социокультурно-технической сферы, имеющих отношение к производству и потреблению. Все отдельные особи и даже виды биологических и технических систем ограничены жизненным циклом существования – старения и амортизации. Однако для техноценоза, как и биоценоза, помимо жизненного цикла, существует понятие «развития», как необходимое, существенное, необратимое, содержательное, целенаправленное изменение (движение во времени). Внутривидовой и межвидовой отбор определяют вектор развития техноценоза, задавая динамику структу-

ры и обеспечивая ее устойчивость. Современная техническая реальность уже в значительной степени обеспечивает не человеческие, а свои собственные потребности. Причем та часть технической реальности, которая «работает на себя», нарастает и интеллектуализируется гораздо более высокими темпами, чем та, которая «работает» на человека-потребителя [548]. Связи в техноценозе носят особый характер, определяемый конструктивной, а зачастую и технологической независимостью отдельных технических изделий, и многообразием решаемых задач. Взаимосвязанность техноценоза определяется единством конечной цели, достигаемой с помощью общих систем управления, обеспечения и др. Оптимальное управление техноценозом реализуется посредством оптимизации, отличной от оптимизации отдельных технических изделий. На основе проведенных исследований многих техноценозов был сформулирован закон их оптимального построения: чем более сложным, дорогим, уникальным, большим является техническое изделие, тем меньшее их количество должно входить в устойчивый техноценоз, и наоборот [215]. Совокупность подходов к интерпретации параметров техноценозов в применении к описанию различных экономических систем рассмотрена в [456]. В [488] обоснована целесообразность применения ценологической теории к управлению процессами развития крупномасштабных социально-экономических систем и создана целостная концепция развития ценологической теории в области моделирования социально-экономических систем для анализа, прогнозирования, проектирования и регулирования.

Впервые *H*-распределение было установлено в 1913 г. Феликсом Ауэрбахом: на графике с осями в логарифмическом масштабе, где по оси *X* откладывается ранг города (его порядковый номер в порядке убывания численности населения), а по оси *Y* – его людность, в этих координатах города ложатся на прямую, аналогичную представленной на рис. 5.1. В конце 1930-х гг. *H*-распределение было переоткрыто Джорджем К. Ципфом для территориальной организации городского расселения. Согласно [329, 330], экономия усилий нации требует наличия весьма значительного числа городов, людность которых подчиняется *H*-распределению. Примерами *H*-распределений являются также: распределение слов по частоте в любом целостном произведении (у лингвистов принято называть законом Ципфа [331]); число ученых, опубликовавших число статей равное или превышающее заданные значения; число статей по числу ссылок, приводимых в отдельной статье; число фирм по числу работников, превышающему определенные значения; продолжительность времени удерживания цен на рынках в зависимости от их локальных разбросов, распределение газет по тиражу в крупных регионах США и т.д. [326]. Как будет показано в заключительной главе, распределение российских регионов по удельному потреблению электроэнергии с коэффициентом аппроксимации 0,89 также описывается *H*-распределением. Данные факты послужили основанием для утверждения, что само выполнение *H*-распределения может трактоваться как количественное выражение целостности системы [538].

Введение термина техноценоз, создание теории техноценозов, формирование научной школы, изучающей это явление, – результат более чем полувековой научной деятельности проф. Б.И. Кудрина. Началом послужило выявление факта, что распределение видов растений по распространенности (впервые описанное в форме гиперболы Вилли-

сом) похоже по форме на распределение по численности марок электродвигателей. Техноценозы в электроэнергетике [69, 115, 119, 187, 215, 283, 356, 392, 393] исследованы в значительно лучшей степени, чем в теплоснабжении [37]. В работах [108, 187, 212] обосновано, что электрифицировать всю Россию нельзя, если не руководствоваться сегодняшней реальностью, теоретически доказанной ценологической теорией и фактически проверенной на тысяче выборов, охватывающей 2,5 млн единиц электрооборудования, включая генераторы электроэнергетики. Фундаментальность заключается в разнообразии видов, марок, типов, в выдерживании соотношения «крупное–мелкое». Этот ценологический запрет нарушился во время коллективизации (по всей стране было уничтожено до 1 млн водяных и ветряных мельниц) и в 1960-е гг., когда уничтожались средние и мелкие ГЭС, а деревни объявлялись неперспективными, что в итоге привело к формированию существующей системы энергоснабжения, которая при переходе к рыночной экономике требует постоянного роста стоимости энергоснабжения.

Согласно [108], распределение потребителей электроэнергии также как и тепловых потребителей подчинено *H*-распределению: мини-потребители, питающиеся на низком напряжении, составляют 90% всех потребителей Российской Федерации; мелкие потребители, имеющие трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с напряжением 10(6) кВ, составляют около 9%; средние потребители, имеющие распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой – 0,9%; доля крупных потребителей, имеющих главную понизительную подстанцию (подстанции) с напряжением 35–220 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб) не превышает 0,1%. Аналогичное рис. 5.2 распределение потребителей электроэнергии Республики Хакасия отмечено в [393]. В работе группы авторов из Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова [420] показано, что в 1988–2011 гг. распределение потребителей электроэнергии Республики Саха (Якутия) описывается *H*-распределением с $R^2 \sim 0,8$. В работе [422] проведен аналогичный анализ потребителей Белгородской области с июня 2005 по декабрь 2009 г. и показана устойчивость *H*-распределения. Таким образом, вне зависимости от климатических условий (от Астрахани до Якутска) распределение потребителей электроэнергии подчиняется *H*-распределению. *H*-распределением описываются не только существующие потребители электроэнергии, но и ежегодное (2007–2011 гг.) распределение заявок на подключение к энергосистеме, что показано в работе [392] на примере г. Санкт-Петербург и Ленинградской области.

Подтверждением применимости теории техноценозов не только к электротехническим комплексам и системам потребителей, но и к сетевой инфраструктуре является распределение преобразовательных подстанций и трансформаторных пунктов электрической сети электротехнического комплекса России по мощности [356] (табл. 5.3), где более 96% объектов приходится на трансформаторные пункты 6–35/0,4 кВ.

Исследование динамики соотношения крупное/мелкое для сетевой инфраструктуры указывает на отличную от вышеприведенной закономерности увеличения мелких теплоснабжающих объектов, характерной для перехода к новым экономическим отношениям в России после 1990 г. в области теплоснабжения. В 2000–2010 гг. произошло увеличение

доли магистральных линий 220 кВ и выше в общей длине электросетей с 5,5 до 6,1% и отнесение проблем распределительных сетей – основы развития микро grid на второстепенный план (табл. 5.4, 5.5). Несоответствие объективной необходимости развития сетевого комплекса проводимой деятельности в рамках ДК нашло свое отражение в снижении достоверности описания сетевого комплекса *H*-распределением. В соответствии с ценологической теорией [488, 499] следствием удаления сетевого комплекса от оптимальной структуры стало снижение эффективности его функционирования. Это проявилось, например, в загрузке новых объектов в пределах 7% [217, 293], что не было характерно для сетевого комплекса в начале 2000-х годов.

Таблица 5.3

Структура преобразовательных подстанций и трансформаторных пунктов электрической сети электротехнического комплекса России в 2000 г.

№	Класс напряжения	Число	Мощность	
			ГВА	%
1	Подстанции 750 кВ и выше	8	18,34	2,55
2	500 (400) кВ	97	108,04	15,0
3	330 кВ	57	27,34	3,8
4	220 (154) кВ	720	168,05	23,32
5	110 кВ	7719	231,14	32,08
6	10–35 кВ	9033	56,15	7,8
7	Трансформаторные пункты 6–35/0,4 кВ	513475	111,45	15,47
	Всего	531109	720,51	100

Таблица 5.4

Протяженность и структура электрических сетей в 2010 г.

№	Наименование электрической сети	Протяженность линий	
		тыс. км	%
1	Магистральные сети 220 кВ и выше	152	6,1
2	Распределительные сети 35–110 кВ	423	16,9
3	Сбытовая сеть 0,4–10 кВ	192	7,7
4	Всего	2500	100

Таблица 5.5

Структура воздушных линий электропередачи электроэнергетического комплекса России в 2000 г.

№	Класс напряжения линий	Протяженность линий	
		тыс. км	%
1	750 кВ и выше	4,14	0,17
2	500 (400) кВ	36,9	1,51
3	330 кВ	8,96	0,37
4	220 (154) кВ	84,52	3,45
5	110 кВ	218,48	8,9
6	35 (20)кВ	183,75	7,5
7	6–10 кВ	1077,25	43,95
8	0,6 кВ и ниже	837,0	34,25
	Все напряжения	2451,0	100

На протяжении последних десятилетий в электроснабжении наблюдается динамика, аналогичная происходящей в теплоснабжении: происходил рост потребления на низком напряжении малыми потребителями и снижение крупными – на высоком напряжении. Несмотря на это в первую очередь реализуются проекты, относящиеся к модернизации сетевой инфраструктуры высоковольтных линий, т.е. наблюдается явная гиперцентрализация в освоении ресурсов, выделяемых на развитие сетевого комплекса России. Таким образом, преимущественное увеличение инвестиций в развитие магистральных сетей [481] в условиях опережающего роста потребления мелкими потребителями указывает на недостаточное внимание, уделяемое развитию распределительных сетей низкого напряжения, и является еще одним примером фрагментарного подхода к развитию энергетики, не в полной мере отражающего интересы потребителей. Опережающее развитие сетей высокого напряжения отражает интересы крупных потребителей, практически не оказывая влияния на качество энергоснабжения в небольших населенных пунктах.

Утверждение о значительном преобладании в количественном выражении мелких потребителей электроэнергии подтверждает распределение населенных пунктов по объему потребления электроэнергии, которое, например, в Астраханской области (рис. 5.2) описывается уравнением

$$y_2 = 90,112 x^{-0,998}; \quad (5.3)$$

коэффициент достоверной аппроксимации

$$R_2^2 = 0,9557. \quad (5.4)$$

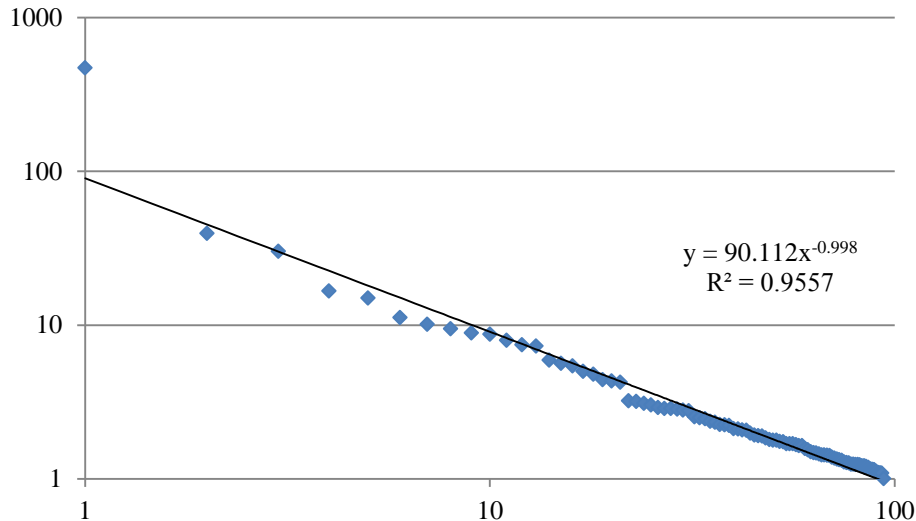


Рис. 5.2 Параметрическое распределение населенных пунктов Астраханской области с объемом потребления электроэнергии более 1 млн кВт·ч/год по объему потребления электроэнергии в логарифмических координатах (номер населенного пункта по порядку; объем потребленной электроэнергии, млн кВт·ч/год)

В полном соответствии с теорией оптимального распределения техноценозов характер распределения населенных пунктов по объему потребленной электроэнергии соответствует распределению теплоснабжающих организаций (рис. 5.1). Кроме общего вида распределения потребителей, системы электро- и теплоснабжения демонстрируют и схо-

жую динамику: на протяжении последних 25 лет происходил рост потребления тепла и электроэнергии малыми потребителями, что является отражением общей закономерности опережающего развития малых предприятий и малого бизнеса [488, 498] – увеличение потребления электроэнергии происходило преимущественно на низком напряжении, ввод новых крупных промышленных предприятий вносил незначительный вклад.

Это дает основания для утверждения, что сформировавшаяся на протяжении десятилетий сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой матрицу для формирования ценологически оптимального (с коэффициентом достоверной аппроксимации для частного случая Краснодарского края 0,977) распределения мощностей электроэнергетики. В структуре энергопотребления населенных пунктов европейской части России потребление населением тепла составляет 60-65%, электроэнергии – менее 40% [48]. Потребители тепла являются одновременно и потребителями электроэнергии. Поэтому генерация электроэнергии на надстройках котельных при условии использования попутного тепла для теплоснабжения является организационно-техническим механизмом, позволяющим обеспечить взаимоувязку развития систем тепло- и электроснабжения. Сформировавшиеся на протяжении десятилетий слабые связи в техноценозах систем теплоснабжения станут основой оптимизации системы электроснабжения. Предлагаемый механизм позволяет достичь *H*-распределения электрогенерирующих мощностей, когда в системе с генератором 1 млн кВт установлено 10 генераторов по 100 тыс., 100 шт. по 10 тыс. кВт и т.д., что обеспечит гармоничное развитие традиционной и распределённой энергетики, в максимальной степени соответствующее структуре потребления как тепловой, так и электрической энергии. Целесообразность перехода к *H*-распределению подтверждается многолетней динамикой развития распределённой энергетики в развитых странах.

Далее проведена оценка нижней границы электрической мощности когенерационных установок и тепловой мощности котельных, которые целесообразно переводить в мини-ТЭЦ. При годовом отпуске тепла 10 тыс. Гкал для большей части европейской территории страны пиковая нагрузка в период холодной пятидневки будет соответствовать 4–5 Гкал/час. При условии, что в ТСО населенного пункта входит несколько источников тепла разной мощности, нижнюю границу мощности котельной для надстройки когенератором можно оценить в 2–3 Гкал/час. Если учесть приведенные выше аргументы о целесообразности ограничения мощности когенератора в пределах 10–12% от пикового теплового потребления и необходимости устанавливать по одной установке в котельную, значение этой границы составляет 200–300 кВт (э). Данная величина, с одной стороны, находится в соответствии с мировой тенденцией (например, в Нью-Йорке средняя мощность устанавливаемых ТЭЦ снизилась с 2 МВт в 1980 г. до 0,3 МВт в 2006 г. [60]), а с другой – совпадает с оценкой, полученной в исследованиях ОИВТ РАН [110].

Таким образом, ценологическое распределение является одним из принципов формирования промышленной политики в сфере электро и теплоснабжения и, в частности, для планирования ввода мощностей. Его следствием является ошибочность выбора для перевода в режим мини-ТЭЦ только крупных котельных и перемещения проектов по реконструкции мелких на второстепенный план. Вместе с тем в каждом конкретном слу-

чае вопрос ввода мощностей требует использования методов обоснования эффективности инвестиционных проектов [549, 550].

5.2. Повышение эффективности производственных систем энергетики в результате ценологического распределения генерирующих мощностей

Потери электроэнергии в электрических сетях различных стран являются индикатором эффективности производственной деятельности электроэнергетики. В развивающихся странах относительные потери электроэнергии могут достигать 30–40% (страны Африки), в том числе коммерческие потери – 20–30% и более. В развитых странах потери постепенно снижаются, выходя на асимптотические значения в 4–10% (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Динамика относительных потерь электроэнергии в электрических сетях Германии и Японии [605]

Год	Германия		Япония
	Западная	Восточная	
1950	14,1	–	24,8
1960	8,3	–	17,5
1970	6,4	–	10,7
1980	5,4	–	6,2
1990	4,7	8,2	5,3
2000	4,3	4,3	5,2

Почти двукратное снижение относительных потерь электроэнергии в Восточной Германии после 1990 г. указывает, что величину относительных потерь определяет не только уровень экономического развития страны [605] или доля промышленности в общем потреблении электроэнергии, которая снизилась в Восточной Германии после 1990 г. Это комплексный агрегированный показатель, на который существенное значение оказывает совершенствование учета электроэнергии, сбора и обработки информации о потреблении электроэнергии, автоматизации управления режимами электрических сетей, а также доля промышленного потребления [605] и структура распределения энергетических мощностей, которая претерпела значительные изменения в Восточной Германии.

При наличии одинаковых технологических решений в части снижения потерь электроэнергии, в Российской Федерации динамика этого показателя имела противоположный характер по сравнению с Восточной Германией после 1990 г. при примерно эквивалентных начальных условиях. В середине 1980-х гг. относительные потери в сетях Минэнерго СССР составляли 9,25%. В 2004 г. в России они достигли уровня 12,95%.

Величина потерь в электрических сетях является ключевым параметром, характеризующим эффективность их работы. В России доля потерь активной мощности (AM), обусловленная потоками реактивной мощности (PM), достигает 20% и более [501].

Гармонизация развития традиционной и распределённой энергетики путем перехода к оптимальному распределению генерирующих мощностей в рамках теории техноценозов является организационно-техническим механизмом обеспечения баланса РМ в распределительных сетях и, как следствие, снижения потерь не только в результате приближения источника к потребителю и устранения избыточных уровней трансформации напряжения, но и за счет сокращения перетоков РМ.

Для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления АМ и РМ. Основным нормативным показателем поддержания баланса АМ в каждый момент времени является частота переменного тока, которая служит общесистемным критерием, а реактивной – уровень напряжения – местный критерий [468]. В соответствии с ГОСТ Р 54149-2010 [210] в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения нормально и предельно допустимые значения установившегося снижения напряжения δU на выводах приемников электрической энергии не должны превышать 5 и 10% соответственно от номинального напряжения электрической сети. При пониженных напряжениях вероятность отключения потребителей при провалах напряжения значительно возрастает. При снижении напряжения на шинах нагрузки до уровня $U < U_{кр}$ (критического напряжения статической характеристики узла нагрузки по напряжению) происходит резкое повышение потребления РМ, приводящее к увеличению потери напряжения, дальнейшему снижению напряжения и быстроразвивающемуся в течение нескольких секунд процессу, называемому лавиной напряжения [470].

Увеличение числа различных стабилизирующих и преобразовательных устройств, применение полупроводниковых преобразователей приводит к росту потребляемой РМ преимущественно в сетях низкого напряжения, а это в свою очередь влияет на работу других электроприемников, сокращает срок их службы, создает дополнительные потери электроэнергии. Рост потребления РМ привел к ряду негативных последствий как в сфере надёжности энергосистемы, так и в экономических вопросах: к ситуации, когда потребители стали работать с пониженным коэффициентом мощности и повышенным потреблением РМ из электрической сети системы электроснабжения; к возрастанию потоков РМ в системах электроснабжения потребителей электрической энергии (распределительных электрических сетях и системообразующих линиях электропередачи); к проблеме с поддержанием (на уровне не ниже минимально допустимого) напряжения на шинах подстанций с присоединенной нагрузкой [314].

Оценка потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах показывает, что при каждой трансформации напряжения, потери реактивной мощности составляют приблизительно 10%. В целом неучастие потребителей в компенсации РМ собственными источниками и работа с пониженным коэффициентом мощности привели к снижению технико-экономической эффективности систем электроснабжения, проявившихся: в возникновении дефицита РМ в узлах нагрузки и, как следствие, к снижению напряжения на шинах нагрузок и подстанций распределительных электросетей; в ограничении пропускной способности линий электропередачи и трансформаторных подстанций по АМ из-за не обоснованной их загрузки РМ; в существенном росте потерь АМ в электрических сетях; в увеличении потерь напряжения и снижении запаса статической устой-

чивости нагрузки по напряжению. Сам факт доставки РМ потребителям из энергосистемы по распределительным сетям в условиях сокращения у потребителя объема собственных источников является неоправданным явлением. Поэтому без участия потребителей в компенсации собственного потребления РМ невозможно обеспечить технически и экономически обоснованный баланс РМ в энергосистеме [472].

В отличие от сетей высокого напряжения, часть распределительных сетей выполнена стальными проводами, что требует учета нелинейности их параметров в зависимости от токов нагрузки. Особенностью распределительных сетей 0,4 кВ является высокий уровень несимметрии фаз. Поэтому задача поддержания в них баланса РМ может найти решение только на основе активных самонастраивающихся элементов. При выборе места установки компенсирующих устройств наибольший экономический эффект достигается при их установке в непосредственной близости от потребляющих РМ приемников в наиболее удаленных от центров питания узлах нагрузки [471]. Передача РМ из сети 6–35 кВ в сеть до 1000 В, как правило, оказывается экономически невыгодной, особенно, если это приводит к увеличению числа понижающих трансформаторов. Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6–10 кВ, как правило, целесообразно иметь полную компенсацию на стороне до 1000 В. Компенсация РМ позволит снизить максимум потребления только по Москве на 3–3,3 ГВт [261]. Проведенные расчеты [501] показывают, что около 70% всей мощности устройств компенсации реактивной мощности следует устанавливать в сетях 0,4 кВ, 25% в сетях 6–10 кВ и 5% в сетях 110 кВ и выше. Такое распределение обеспечивает минимум суммарных затрат на компенсирующие устройства и на потери электроэнергии во всех сетях в целом. В соответствии с отчетностью 90% потерь приходится на сети региональных и муниципальных сетевых компаний, а 10% – на сети Федеральной сетевой компании.

Обеспечение компенсации реактивной мощности на основе распределённой энергетики является способом повышения качества электроснабжения территории Российской Федерации. Для первоочередной установки ОРЭ следует выбрать точки распределительных сетей, где наблюдаются в них максимальные потери. Распределение ОРЭ, согласно ценологической теории, будет наиболее эффективно, так как обеспечение баланса реактивной мощности будет производиться в точках нагрузки – там, где эта проблема требует первоочередного решения.

Одним из универсальных технологических решений, на основе которого можно достичь гибкого управления режимами распределительных сетей, является создание распределённой энергетики на основе синхронных генераторов. В периоды высокого спроса на электроэнергию они будут работать в режиме генератора электроэнергии. В остальное время – в режиме синхронного компенсатора. Регулирование токов возбуждения синхронных генераторов, расположенных в микросети, в непосредственной близости от потребителя, позволит обеспечить компенсацию РМ в распределительных сетях и увеличить пропускную способность сетевой инфраструктуры до 30–40%. Вопрос компенсации реактивной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснован и практически используется в приложении к оптимизации электроснабжения металлургических комбинатов [332], но регулирование токов

возбуждения синхронных машин в распределительных сетях населенных пунктов является не в полной мере решенной задачей. Ее решение является способом снижения потерь в том сегменте сетевой инфраструктуры, где их доля максимальна – в распределительных сетях. На распределительные сети приходится не менее 60% потерь при передаче электроэнергии [605]. В результате обеспечения баланса в них РМ можно сократить это значение по самым скромным оценкам на 40%. При этом наибольшее сокращение будет достигнуто там, где доля промышленного потребления незначительна и, соответственно, потери в сетях в настоящее время выше [605]. Итоговый вклад в снижение потерь в сетевой инфраструктуре будет не менее чем 24%, что составляет как минимум 2% объема производства электроэнергии.

Установка синхронных компенсаторов производится не только с целью снижения потерь электроэнергии, но и с целью повышения устойчивости режимов работы энергосистемы. Свойства электрических машин таковы, что при резком снижении напряжения они увеличивают выдаваемую реактивную мощность, поддерживая режим. Конденсаторы ведут себя прямо противоположно: при снижении напряжения их мощность снижается пропорционально квадрату напряжения в точке их подключения, усугубляя дефицит реактивной мощности [501]. В результате распределенная энергетика будет выполнять новое функциональное свойство – повышение устойчивости работы энергосистемы в отличие от максимизации производства электроэнергии каждым генератором за счет их работы на выделенную нагрузку с наиболее постоянным профилем потребления.

При ценологическом распределении ОРЭ возникает вопрос определения количества источников электроэнергии при переводе котельной в режим когенерации.

Сравним два варианта построения ОРЭ для зоны действия взаиморезервированных понизительных подстанций, обеспечивающих энергоснабжение территории, на которой находится K котельных. Задача перевести котельные в режим комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Первый вариант – традиционный, когда несколько генераторов локализовано в котельной. Часть генераторов при этом постоянно находится в резерве, остальные генераторы в количестве N минус резерв обеспечивают требуемую максимальную нагрузку. При тиражировании подобного решения для K котельных необходима установка $N * K$ единичных генераторов. Чтобы резервный генератор имел меньший удельный вес в общей установленной мощности, достаточно часто при строительстве мини-ТЭЦ устанавливают значительное количество единичных модулей. Существуют реализованные проекты, в которых на одном объекте установлено 30 микро-турбин ($N = 30$).

Второй вариант – установка на каждой котельной только по одному генератору, постоянно работающему параллельно с сетью в режиме синхронного компенсатора. А в периоды превышения плавающей цены на электроэнергию определенного порогового значения, что отражает рост спроса на электроэнергию в этой конкретной микросети, включающегося в режим генерации. Резервирование обеспечивается в пределах территории понизительной подстанции за счет параллельной работы с сетью нескольких генераторов, объединенных в микросеть. Регулирование производства электроэнергии производится включением на номинальную мощность необходимого по электричеству количества

генераторов, расположенных в разных местах, и минимально возможного по теплу для покрытия потребности в тепловой энергии. Наличие тепловых аккумуляторов позволяет обеспечить работу когенерации по графику электрических, а не тепловых нагрузок. В этом варианте обеспечивается работа каждого генератора в номинальном режиме. Дополнительно снижаются удельные капитальные затраты на установку ОРЭ. Технологически оптимальная зона действия понизительной подстанции 110/10 кВ составляет 10–15 км [69], однако на практике это расстояние может достигать до 100 км (рис. 2.5). С позиции энергосистемы K генераторов, находящихся в одной зоне действия понизительных подстанций, обеспечивают большую надёжность электроснабжения и меньшие потери в распределительных сетях, по сравнению с вариантом размещения генераторов в одном месте как в режиме генерации, так и в режиме работы синхронных компенсаторов.

В случае же аварии в энергосистеме и перехода микросети или ее части в изолированный режим работы, пространственно распределенные несколько генераторов обеспечивают надежное электроснабжение выделенной нагрузки. Этот вариант является предпочтительным по сравнению с изолированной работой нескольких генераторов, расположенных в одной точке, что является путем снижения прекращения подачи электроэнергии в результате аварий в энергосистеме для выбранных потребителем приоритетных групп электроприемников как минимум в два раза.

Подход к проекту перевода котельной в режим когенерации путем надстройки когенерационных установок зависит от того, будет ли в его результате создан объект децентрализованной или распределенной энергетики. В первом случае совершенно обоснованными являются требования по надёжности и обеспечению резерва как ко всей электростанции, так и к надёжности каждой энергоустановки, следующие из обеспечения надёжности энергоснабжения автономного объекта. Эта позиция сегодня является обычной практикой и в соответствии с совокупностью нормативных документов является базисом при составлении технико-экономических обоснований, а в последующем проектировании и строительстве множества мини-ТЭЦ.

Переход от рассмотрения надстройки каждой котельной как самостоятельной электростанции в рамках ДК с вытекающими отсюда требованиями по резервированию и обеспечению надёжности ее работы к задаче повышения надёжности энергоснабжения всех потребителей в зоне действия понизительной подстанции предполагает пересмотр требований по надёжности к каждому генератору и соответственно капитальных затрат на реализацию проекта. Кроме обеспечения большей надёжности энергоснабжения как в нормальных, так и в аварийных режимах, предлагаемый подход позволяет снизить требования к надёжности каждого отдельного генератора. Взаиморезервирование будет происходить в результате параллельной работы пространственно разнесенных объектов распределенной когенерации, объединенных в микросеть. Поэтому столь важным является разграничение определений распределенной и децентрализованной энергетики, а также гармонизация развития централизованной и распределенной энергетики. Для децентрализованной энергетики возможность получения синергического эффекта в результате взаиморезервирования не реализуема.

В работе [419] показано, что если необходимо обеспечить заданную надёжность энергообеспечения (RC) и в системе работает N одинаковых генераторов с вероятностью отказа каждого (A), то максимальная мощность, которую может обеспечить система с заданной степенью надёжности (выраженная через количество генераторов X), имеет следующую зависимость:

$$A^{(N-X)} \leq 1 - RC, \quad (5.5)$$

откуда

$$X \geq N - \ln(1 - RC) / \ln A. \quad (5.6)$$

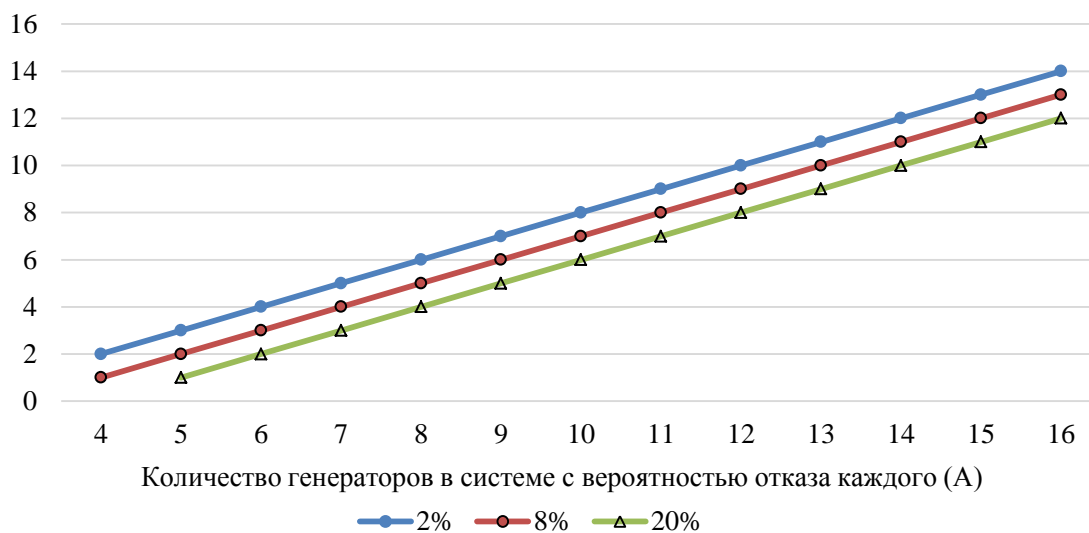


Рис. 5.3. Мощность системы, выраженная через количество генераторов (X), обеспечивающая надёжность энергоснабжения $RC = 0,996$

На рис. 5.3 и 5.4 представлена зависимость $X(N)$ для двух уровней надёжности системы:

- 0,996 – это значения соответствуют сегодняшнему состоянию энергоснабжения, согласно [40];
- 0,9997 – целевой показатель завершающего 3 этапа Энергетической стратегии России до 2030 г. [40].

Если система собирается из генераторов с вероятностью нахождения каждого агрегата в нерабочем состоянии 20%, то для обеспечения надёжности работы хотя бы одного генератора 0,996 требуется как минимум установка 5 единиц, при 0,9997 – 7 агрегатов. В результате взаиморезервирования при объединении в микросеть, при росте количества генераторов в системе до 16 с надёжностью 0,996, можно обеспечить работу 12/16, при 0,9997 – 10/16 от установленной мощности системы, при 34 генераторах в системе эти величины будут равны соответственно 30/34 и 28/34 и т.д. (табл. 5.7). Таким образом, относительное значение дополнительных капитальных затрат для обеспечения повышения надёжности энергоснабжения снижается по мере роста количества генераторов, работающих параллельно (рис. 5.5). Отсюда следует пересмотр требований к надёжности генераторов, работающих параллельно и соответственно к удельной стоимости объектов распределённой энергетики.

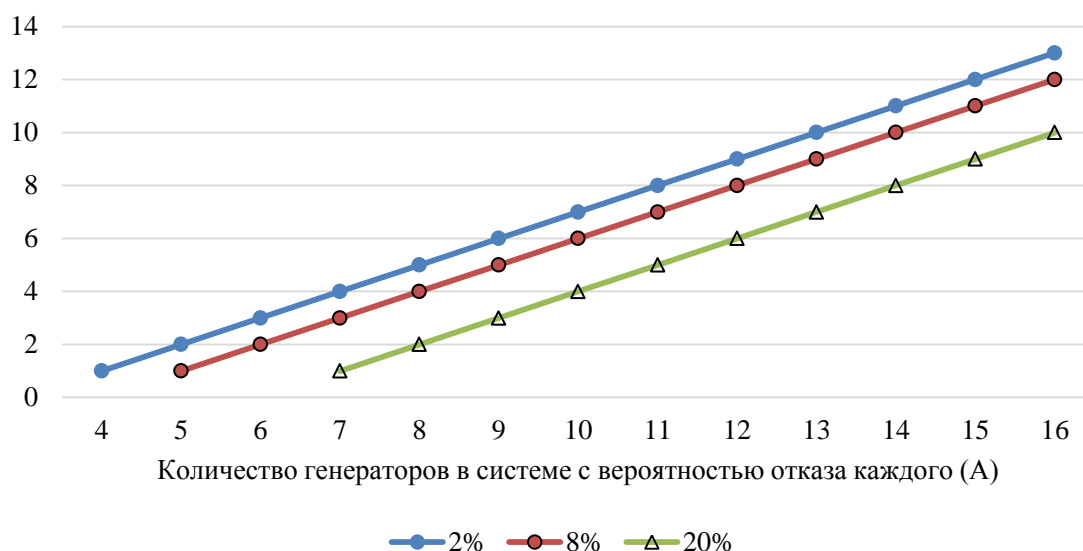


Рис. 5.4. Мощность системы, выраженная через количество генераторов (X), обеспечивающая надёжность энергоснабжения $RC = 0,9997$

Таблица 5.7

Количество генераторов, обеспечивающих заданную надёжность энергоснабжения при различном количестве генераторов в системе

Количество генераторов в системе (N)	Количество генераторов (X), обеспечивающих надёжность энергоснабжения 0,996			Количество генераторов (X), обеспечивающих надёжность энергоснабжения 0,9997			Относительный рост стоимости генерирующего оборудования при переходе с надёжности 0,996 на 0,9997		
	Вероятность отказа одного генератора (A)			Вероятность отказа одного генератора (A)			Вероятность отказа одного генератора (A)		
	2%	8%	20%	2%	8%	20%	2%	8%	20%
4	2	1		1			100		
5	3	2	1	2	1		50	100	
6	4	3	2	3	2		33	50	
7	5	4	3	4	3	1	25	33	200
8	6	5	4	5	4	2	20	25	100
9	7	6	5	6	5	3	17	20	67
10	8	7	6	7	6	4	14	17	50
11	9	8	7	8	7	5	13	14	40
12	10	9	8	9	8	6	11	13	33
13	11	10	9	10	9	7	10	11	29
14	12	11	10	11	10	8	9	10	25
15	13	12	11	12	11	9	8	9	22
16	14	13	12	13	12	10	8	8	20
17	15	14	13	14	13	11	7	8	18
18	16	15	14	15	14	12	7	7	17
19	17	16	15	16	15	13	6	7	15
20	18	17	16	17	16	14	6	6	14
24	22	21	20	21	20	18	5	5	11
30	28	27	26	27	26	24	4	4	8
34	32	31	30	31	30	28	3	3	7

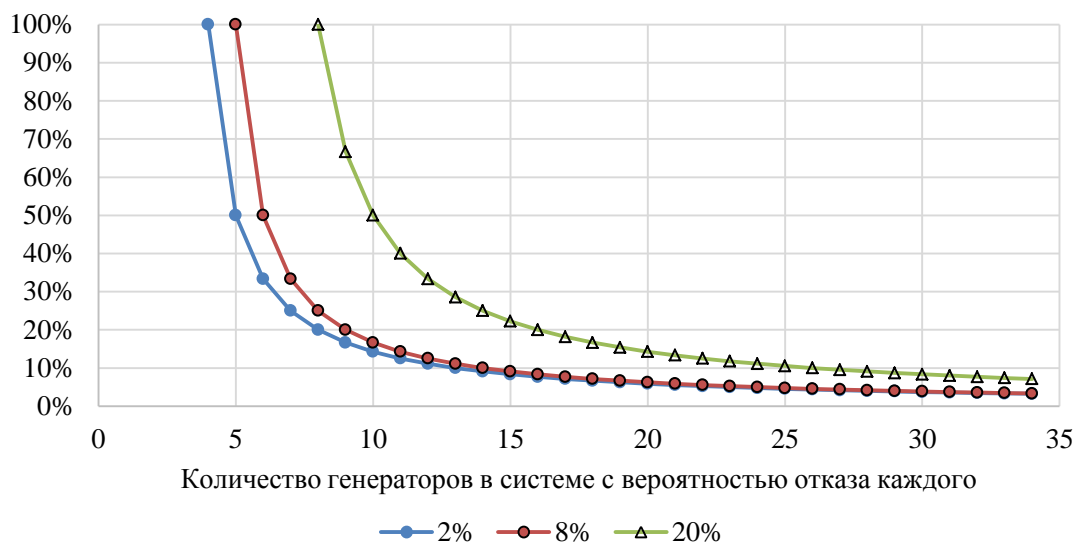


Рис. 5.5. Относительный рост стоимости генерирующего оборудования при повышении надёжности системы из N генераторов с 0,996 до 0,9997

То есть рост надёжности энергоснабжения можно обеспечить как повышением безотказности работы каждого генератора, так и путем изменения подхода к взаиморезервированию совокупности генераторов, расположенных в пределах зоны энергоснабжения понизительной подстанции и объединенных интеллектуальной системой. Новый подход заключается в том, что если требования к надёжности предъявлять не к каждому генератору, а к микросети, объединяющей множество генераторов в зоне действия понизительной подстанции, то можно достичь новых качественных результатов: система обеспечивает надёжность, значительно превосходящую параметры каждого отдельного генератора. То есть переход от объектной системы к средовой обеспечивает рост структурной устойчивости энергосистемы. Соответственно, исходя из основных положений теории массового обслуживания, смещаются приоритеты в части технических требований к единичным генераторам в сторону снижения их стоимости взамен требований к максимизации коэффициента готовности. Это в свою очередь ведет к снижению эксплуатационных издержек и в итоге стоимости электроэнергии для потребителя.

Не менее важным результатом такого подхода является повышение надёжности снабжения каждого потребителя электроэнергией. В итоге создаются условия для автоматизации и компьютеризации производственных процессов у потребителей, что по сути и является решением задачи электрификации территории Российской Федерации.

5.3. О необходимости перевода ТЭЦ в парогазовый режим в условиях координации тепло и электроснабжения

Ранее было показано, что в электросетевом комплексе происходит опережающее развитие сетей высокого напряжения. Аналогичная ситуация наблюдается и в генерации электроэнергии. В условиях преимущественного развития мелких потребителей происхо-

дит как строительство новых крупных, так и реконструкция с увеличением мощности существующих электростанций [8]. То есть наблюдается развитие уникальных объектов при недостаточном внимании к развитию генерации малой и средней мощности, что противоречит основным положениям оптимального построения техноценозов и ведет к продолжению региональной фрагментации развития энергетики. Далее проведен анализ последствий данного процесса в привязке к развитию комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Согласно Энергетической стратегии России до 2030 года, приоритетным направлением научно-технического прогресса в энергетическом секторе по направлению «Электроэнергетика» является создание типовых модульных когенерационных ПГУ мощностью 100 и 170 МВт с коэффициентом полезного действия 53–55% для работы на ТЭЦ. В перспективе планируется вывод из работы старого оборудования теплоэлектроцентралей, а также строительство новых теплоэлектроцентралей с парогазовыми установками [40]. В многочисленных работах [233, 279, 280, 292], посвященных вопросу создания ПГУ ТЭЦ, приводятся следующие обоснования данного положения:

1. Рост потребления электроэнергии относительно потребления тепла обуславливает необходимость увеличения объемов производства электроэнергии на существующем тепловом потреблении;

2. ПГУ является более экономичным оборудованием в сравнении с паротурбинными установками, позволяющим снизить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии [555].

Действительно, согласно данным Института проблем естественных монополий, в результате падения промышленного производства в 1990–1998 гг. объем производства электрической энергии снизился на 23,5% – с 1082 млрд до 827 млрд кВт·ч. За тот же период производство тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения снизилось более чем на 30% – с 2248 млн до 1531 млн Гкал [269].

На протяжении 2000–2017 гг. производство электроэнергии увеличилось до 1060 млрд кВт·ч. Рынок тепловой энергии не последовал за рынком электроэнергии, и в 2000–2014 гг. производство тепловой энергии продолжило снижение до 1323 млн Гкал.

За 2000–2008 гг. теплоемкость ВВП страны сократилась в 1,75 раза (от 90,2 до 51,7 Гкал/млн р.) до 57,7% от уровня 1990 г. Среднегодовые темпы снижения теплоемкости ВВП за этот период составили 6,7%. Эластичность теплоснабжения по ВВП в среднем за эти годы была на уровне –0,09 [29].

За тот же период электроемкость ВВП страны снизилась в 1,39 раза (от 53,8 до 38,8 кВт·ч/тыс. р.), что составляет 81,7% к уровню 1990 г. Среднегодовые темпы снижения электроемкости ВВП составили около 4%. Эластичность электропотребления по ВВП в среднем за эти годы оказалась на уровне 0,29 [29], что говорит о долгосрочной тенденции роста производства электроэнергии при фиксированном объеме 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 потребителя-

ми на фоне незначительного роста спроса со стороны новых жилых и коммерческих объектов. Объемы потребления электроэнергии промышленными потребителями (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, далее рассмотрены данные до 2008 г. В результате кризиса сокращение потребления произошло на промышленных предприятиях, в отличие от жилищного сектора, поэтому проанализирован вопрос соотношения электрических нагрузок потребителей жилого сектора и промышленности с периода становления применения электроэнергии в экономике.

Сразу после октября 1917 г. вопросам энергетики уделяется первоочередное внимание – принимается декрет Совнаркома о национализации имущества «Общества 1886 г.» и постановление о строительстве Шатурской ГРЭС. В 1918 г. в рамках вновь созданного Комитета государственных сооружений (КОМГОСООР) учреждается управление электротехнических сооружений (Электрострой), в том же году создается Центральный электротехнический совет (ЦЭС). 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 г. послал В.И. Ленину и получил на нее восторженный отклик. В кратчайшие сроки, 20 марта 1920 г., была сформирована Комиссия ГОЭЛРО. В июне 1921 г. Комиссию ГОЭЛРО упразднили, а на ее 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 Г.М. Кржижановский руководил реализацией плана ГОЭЛРО, который был выполнен к 1931 г., 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 нашей 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 по сути сформировала *всю отечественную экономику* и до сих пор в значительной мере ее определяет.

План ГОЭЛРО был единой и всеобщей программой народнохозяйственного строительства и представлял собой единую программу возрождения и развития страны и ее

конкретных отраслей – прежде всего *тяжелой индустрии*, а главным средством полагал максимально возможный подъем 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 подчеркивалась 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.

Первоначально идея электрификации предполагала первоочередное массовое развитие энергоснабжения населения. В.И. Ленин вполне серьезно предлагал разработать свой «миниплан 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 [282, с. 400], т.е. фактически создать микросети с последующим их объединением в централизованную энергосистему. Так как в начале XX века более 80% населения проживало в деревне, включая в сферу своего рассмотрения все важнейшие отрасли экономики и промышленности, главное внимание В.И. Ленин уделял вопросам энергообеспечения сельскохозяйственных потребителей [180]. Однако вопрос потребностей основной части населения не только в электроэнергии, но и в других благах, которые могла предоставить экономика, остался второстепенным. В результате по истечении 80 лет после завершения плана ГОЭЛРО 2/3 территории России не имеют централизованного электроснабжения [108].

Таким образом, основу плана ГОЭЛРО составляла гармонизация производства энергии и ее 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 промышленных потребителей*, а население и проблемы ЖКХ находились на вторых ролях [500]. К этому необходимо добавить, что на десятилетия сняло актуальность вопроса оптимизации энергопотребления жилых районов фиксирование тарифов ЖКХ в 1928 г. В последующем открытие новых источников дешевых энергоресурсов сохранили второстепенность сокращения расходов ТЭР в ЖКХ вплоть до перехода к периоду формирования рыночных отношений.

Впоследствии принцип гармонизации развития промышленности и энергетики был развит в теории энерго-производственных комплексов Н.Н. Колосовского [284]. 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. Строительство крупных потребителей всегда согласовывалось и определялось в каждом регионе на основе генерального плана развития. Система тепло-электроснабжения была в основном рассчитана на промышленное потребление, а собственно коммунальные нужды все также оставались на второстепенных ролях, при этом на протяжении 1960–1980 гг. происходило плановое снижение доли ЖКХ в тепловом по-

треблении. Так отношение потребления тепла в ЖКХ к аналогичному показателю в промышленности в 1963 г. составило 0,51, в 1970 – 0,45, 1980 – 0,42. Еще меньше была доля теплоснабжения ЖКХ в тепле, отпущенном от ТЭЦ. По состоянию на 1980-й год она в Поволжье составила 19%, Восточной Сибири – 20,8%, на Урале 24%, в Западной Сибири – 25%, в Центрально-Черноземном районе 28,5%, в Волго-Вятском районе и на Дальнем Востоке – 31%, в Северо-Кавказском районе – 33%, в Северо-Западном районе – 39%, в Центральном районе – 42% [285]. Это означает, что энергоснабжение не только малых городов, поселков городского типа и сельских поселений обеспечивается по раздельной 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 промышленных потребителей. 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% обеспечен за счет централизованных источников энергии. В 1985 г. от централизованных источников *на нужды ЖКХ* (с учетом потерь в тепловых сетях) было отпущено 650 млн Гкал, или *около 25% 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, составляли промышленные потребители.

После 1990 г. снижение потребления энергоресурсов в основном было вызвано падением промышленного производства, что требует на новом качественном уровне вернуться к вопросу о выборе мощности ТЭЦ с учетом электропотребления города, сформулированному профессором Н.И. Дунаевским в начале 1950-х гг. [291]. При этом необходимо отметить следующее. В связи с изменением структуры промышленности наибольшее снижение (причем в большинстве случаев безвозвратное) произошло в перерабатывающем секторе. Такие отрасли, как станкостроение, приборостроение, часовая, легкая промышленности и т.д. сократили объемы производства в большей степени, чем отрасли первого передела (черная и цветная металлургия, производство удобрений), ориентированные на экспорт. Именно 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 т.п. Аналогичное утверждение можно сделать и относительно электрических нагрузок. Потребление электроэнергии даже относительно неэнергоемкими финишными промышленными потребителями, будучи значительно выше, чем жилыми домами, объектами соцкультбыта и т.п., находящимися на аналогичной территории, определяло электрические нагрузки при проектировании энергоснабжения населенного пункта.

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 г., не привело к необходимости обеспечения электроэнергией на уровне плановой экономики. Анализ структуры электроемкости российской промышленности показывает, что рост электропотребления в основном обеспечивается добывающими отраслями, а снижение энергоемкости экономики достигается в результате улучшения в перерабатывающих отраслях промышленности и в сфере услуг [29], снижения в них удельных расходов топлива на выработку продукции при практическом отсутствии увеличения показателей выпуска в натуральном выражении.

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

Также происходят изменения в энергопотреблении населения: на протяжении последних десятилетий идет миграция с территорий с малой плотностью населения (малые города, поселки 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 промышленных площадок под жилищное строительство.

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 населенных пунктах, энергоснабжение которых производится в основном по отдельной схеме, за счет роста потребления в мегаполисах, что приводит к сокращению 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: произошел дисбаланс между объемом производства и потребления электроэнергии мегаполисов. В самом деле, бытовое потребление электроэнергии городской застройкой значительно меньше, чем потребление промышленными объектами, расположенными на одинаковой территории, что вызвало избыточность мегаполисов по электроэнергии. Таким образом, в процессе построения рыноч-

ных 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» [48] выделены следующие особенности электроснабжения Московского региона:

- преобладание производства электроэнергии на территории города Москвы над потреблением (табл. 5.8);
- более высокий прирост нагрузки в Московской области (преимущественно за счет городов-спутников) в сравнении с Москвой. Соответственно доля области в суммарной нагрузке региона постоянно возрастает [1].

Таблица 5.8

**Производство и потребление электроэнергии
в Московском регионе в 2005 г., млн кВт·ч**

№	Регион	Произведено	Потреблено
1	Москва	51 670,4	46 651,5
2	Московская область	23 815,1	40 735,4

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

1. Уже в 2005 г. из фактических данных следовало, что Москва является городом избыточным по электроэнергии, и дальнейшее увеличение производства электроэнергии на ее электростанциях будет вести к росту объемов 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 [5, 286], ставшая основой дальнейшего развития энергетики столичного региона.

Согласно отчету СО ЦДУ [4], применение ПГУ в энергосистеме Москвы получило реальное развитие в виде сооружения первых четырех энергоблоков на ТЭЦ-27 (в 2007 и 2008 гг.), ТЭЦ-21 (2008 г.) и ТЭЦ-26 (2010 г.). По состоянию на 01.01.2009 доля энергоэкономичного парогазового оборудования в общей установленной электрической мощности ОАО «Мосэнерго» составила 15% [1]. 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%, что позволит в период 2008–2020 гг. 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÷33 г/кВт·ч (что составляет 12–14%), на производство тепла 3÷5 кг/Гкал [1]. Далее приведено сопоставление прогнозных ожиданий с фактическими показателями.

На рис. 5.6. представлены данные об удельном расходе топлива на производство электроэнергии с 1970 г. на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго». Данный показатель имел минималь-

ные значения в конце 1970-х гг. (~225 г у.т./кВт·ч), максимальное значение в 2003 г. [1]. В последующем происходило снижение удельных расходов топлива до 252,4 г у.т./кВт·ч в 2008 г., 241,3 г у.т./кВт·ч в 2014 г., 232,6 г у.т./кВт·ч в 2015 г., 232,3 г у.т./кВт·ч в 2016 г. [443], 226,3 г у.т./кВт·ч в 2017 г. [491]. Но, как отмечено в Схеме теплоснабжения г. Москвы, при имеющейся структуре основного оборудования ТЭЦ и соответствующей загрузке по теплу удельный расход топлива на отпуск электроэнергии должен был бы составить 215÷220 г у.т./кВт·ч.

Таким образом, интегральный эффект от установки современного и эффективного парогазового оборудования, в совокупности составляющего более 15 % мощностей ОАО «Мосэнерго», в рамках ДК заключается в снижении удельного расхода топлива до значений более высоких по сравнению с теми, которые были достигнуты в 1970-х гг. на значительно менее капиталоемком оборудовании. 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. [1].

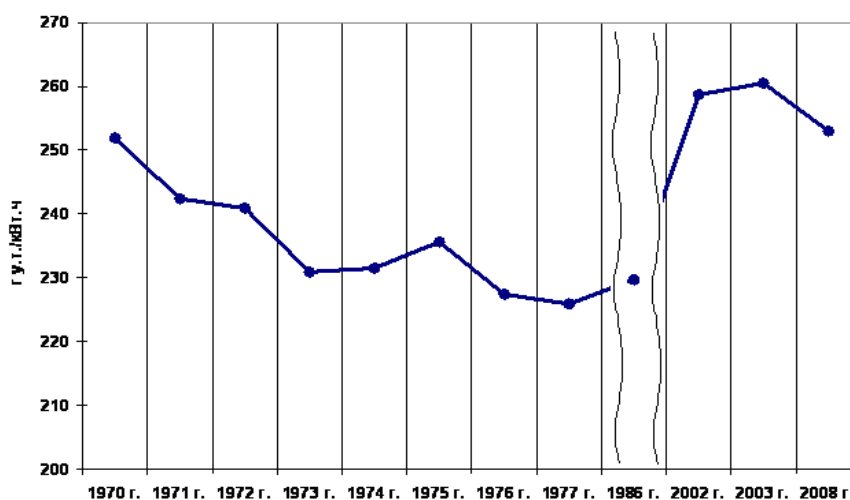


Рис. 5.6. Динамика удельных расходов топлива на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго»

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 гг. и на перспективу до 2010 г. (Постановление Правительства Москвы от 28.09.2004 № 672-ПП). 05.07.2006 был принят Закон № 35 «Об энергосбережении в г. Москве», ежегодно проводились тематические выставки «Москва – энергоэффективный город» и т.д.

Приведенный пример показывает справедливость предостережения академика Л.А. Мелентьева о том, что в проектах иногда формируется так называемый *парадный удельный расход топлива*, т.е. расход, достигаемый кратковременно при наиболее экономичной и ровной нагрузке; среднегодовые эксплуатационные нормальные удельные расходы, естественно, выше [7].

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 происходит углубление региональной фрагментации: в теплофицированных районах городов производится электроэнергия, экспортируемая потребителям, расположенным вне мегаполисов. Сооружение блоков ПГУ уменьшило удельные расходы топлива в существенно меньшей степени, чем изначально ожидалось и привело к незначительному повышению эффективности производства электроэнергии. При этом, например, в результате ввода новых генерирующих мощностей после 2005 г. дисбаланс между производством и потреблением электроэнергии Москвы увеличился. На ТЭЦ Москвы вырабатывается 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 35 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 ее в районы с заведомо меньшей плотностью населения при условии, что все выбросы остаются в поселениях с максимальной плотностью населения, является решением, которое требует определенной корректировки [447].

Сопоставим объемы производства электроэнергии и тепла ТЭЦ, построенными в последнее время. В период 1992–2010 гг. с учетом вводов/выводов было введено около 13,7% новых мощностей электростанций от уровня их установленной мощности в 1992 г. (189 ГВт). Большинство вновь введенных мощностей – тепловые, из них около 70% имеют возможность несения тепловых нагрузок. Однако из вновь введенных станций только некоторые ТЭЦ (например, Калининградская ТЭЦ-2 и Северо-Западная ТЭЦ) получили незначительную коммунальную тепловую нагрузку. Часть из них лишь называются ТЭЦ (например, расположенная в центре города Сочинская ТЭЦ), но практически 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 которой 648 МВт, а электрическая мощность теплофикационной части только 100 МВт [155].

Насчет целесообразности строительства электростанций без тепловой нагрузки, при учете их экологического влияния, вблизи мест расселения с высокой плотностью, ответ очевиден – это крайне негативный процесс. Необходимость же размещения Калининградской ТЭЦ-2 и Северо-Западной ТЭЦ, которым выделена коммунальная нагрузка, требует более подробного рассмотрения.

В 2010 г. на Калининградской ТЭЦ-2, расположенной в 5 км от Калининграда, при отпуске электроэнергии 3051 млн кВт·ч отпуск тепла составил менее 64 тыс. Гкал [287]. Это соответствует отношению 47 МВт·ч/Гкал (т.е. эффективность использования тепла топлива

после ПГУ намного ниже 10%), что указывает на отсутствие необходимости размещения подобных объектов рядом с крупными городами, когда они фактически работают как конденсационные станции. Так потребление электроэнергии во всей Калининградской области в 2008 году составило 3973 млн кВт·ч [290]. После ввода в эксплуатацию второго блока выработка электроэнергии на станции превысила потребление в регионе. Столь мощный источник вблизи областного центра практически в конденсационном режиме не способствует улучшению экологической ситуации в городе. В 2011 г. при электрической мощности Калининградской ТЭЦ–2 900 МВт присоединенная тепловая нагрузка составила 60 Гкал/ч, отпуск тепла осуществлялся только от энергоблока №1 [294].

Не более обоснованным с точки зрения близости к мегаполису является и строительство Северо-Западной ПГУ ТЭЦ в 11 км от Санкт-Петербурга. Несмотря на то, что по состоянию на 2007 г. 90% выработанной электрической энергии поступало на экспорт Финляндию, в 2008 г. на станции был запущен второй энергоблок [288]. При этом потребление тепла городом значительно ниже, чем станция может отпускать в теплофикационном режиме [289].

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% избыточна по отношению к городскому спросу, причем 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 [251]. Например, только по Москве встречные потоки газа и электроэнергии потребуют дополнительных капиталовложений в энергетическую инфраструктуру на 10 млрд долл. [274].

Таким образом, в области комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в рамках ДК происходит игнорирование принципов, изложенных в теории техноценозов, что приводит к ряду негативных последствий: увеличение производства электроэнергии на уникальных крупных ТЭЦ с последующим экспортом экологически чистого продукта за пределы территории с высокой плотностью населения, отсутствие расчетного снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии.

Поэтому в условиях снижения доли энергопотребления крупными потребителями (энергоемкими промышленными предприятиями) и роста доли мелких (ЖКХ), увеличения экологической нагрузки на крупные города следует прекратить сложившуюся практику (Калининград, Санкт-Петербург, Москва, Ярославль, Сочи и т.п.) увеличения мощности самых крупных ТЭЦ с получением избыточной для данного города экологически чистой электроэнергии и последующего ее экспорта из крупных городов.

Существенно более капиталоемкие проекты с привязкой новых технологических решений парогазового цикла, позволяющих достигать электрического КПД 55% (а в перспективе и более), целесообразно по мере необходимости развивать на конденсационных

тепловых электростанциях, где есть возможность обеспечить более привлекательные параметры термодинамического цикла (наличие пруда охладителя), а не на ТЭЦ в условиях мегаполисов. Это особенно важно, так как энергоснабжение экономики в ближайшие десятилетия будет обеспечиваться инфраструктурой, которая создается в настоящее время [158].

Выводы к главе 5

1. Ингрессия электро- и теплоснабжения за счет размещения на источниках тепла объектов распределённой энергетики является путем снижения затрат на передачу электроэнергии и наиболее полного использования тепла топлива при выработке электроэнергии. В соответствии с теорией техноценозов сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой сетку для формирования ценологически оптимального распределения мощностей электроэнергетики, обеспечивающего гармоничное развитие традиционной и распределённой энергетики и эффективное энергоснабжение в широком диапазоне внешних воздействий.

2. Организационно-техническим механизмом гибкого управления режимами распределительных сетей является создание распределённой энергетики на основе синхронных генераторов с возможностью управления токами возбуждения. Ценологически расположенные мощности, работающие в режиме генерации при наличии пикового спроса на электроэнергию, а в остальное время в режиме синхронных компенсаторов, получают новое функциональное свойство – компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях и обеспечение снижения сетевых потерь.

3. Рост надёжности энергоснабжения можно обеспечить в результате изменения подходов к взаиморезервированию совокупности генераторов, расположенных в пределах зоны энергоснабжения понизительной подстанции и объединенных интеллектуальной системой. Трансформация требования к обеспечению надёжности не каждого отдельного генератора, а к функционированию микросети как целого, объединяющей множество генераторов в зоне действия понизительной подстанции, является путем достижения нового качественного результата: система обеспечивает надёжность, значительно превосходящую параметры каждого отдельного генератора. В итоге смещаются приоритеты в части технических требований к единичным генераторам в сторону снижения их стоимости.

4. Увеличение производства электроэнергии на крупных ТЭЦ является следствием фрагментарного подхода: в теплофицированных районах городов производится электроэнергия, экспортируемая потребителям, расположенным вне мегаполисов. В условиях снижения доли энергопотребления крупными потребителями и увеличения экологической нагрузки на мегаполисы следует прекратить сложившуюся практику увеличения мощности крупных ТЭЦ с получением избыточной для данного города экологически чистой электроэнергии.

Глава 6.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МОЩНОСТЕЙ И ОБЪЕМОВ НОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

6.1. Модель Лотки–Вольтерры и моделирование экономических процессов

Электроэнергетика является отраслью, связанной со всеми областями экономики. На современном этапе развития человечества ни одна сфера человеческой деятельности не может функционировать без электроснабжения. В свою очередь любые изменения в структуре экономики, объеме промышленного и сельскохозяйственного производства находят свое отражение в объеме потребления электроэнергии. Очевидно, что полное прекращение генерации электроэнергии вызовет остановку всех видов хозяйственной деятельности. Однако ее производство сверх определенного значения не приводит к росту электропотребления. Более того, если реализация инвестиционных программ по новому строительству энергетических мощностей вызывает рост цен на электроэнергию, то это в полном соответствии с законом спроса и предложения вызывает не рост, а снижение потребления электроэнергии. Увеличение мощности энергосистемы, опережающее рост потребления, является омертвлением капитала и выводом его из экономического оборота.

В результате анализа всех энергосистем развитых рыночных стран выявлен механизм, обеспечивающий структурную устойчивость энергетики, выражающийся в циклическом изменении загрузки энергосистемы и ежегодным приращением установленной мощности (объемом новых вводов мощностей). Показано, что цикличность, характерная для ряда процессов в экономике [414, 485], проявляется также и в энергетике. В применении к развитию энергосистемы эти процессы могут быть описаны в рамках модели «хищник-жертва» [51, 315].

Простейшая модель взаимодействия ресурсов и потребителей или хищника и жертв, называется моделью Лотки–Вольтерры. Итальянец Вольтерры и американец польского происхождения Лотка изобрели свои модели почти одновременно в 1925 и 1926 гг. Взаимсвязи переменных модели изображены системой (6.1), показанной на Рисунке 6.1. В этой системе слева записаны плотности ресурсов и потребителей. Справа второй блок в первом уравнении отвечает за популяционный рост, во втором – за уровень смерти, а первый – за взаимодействие ресурсов и потребителей. Подставив в эту модель самую простую функциональную зависимость (экспоненциальную), получим следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned}dR/dt &= rR - aRP, \\dP/dt &= caRP - eP,\end{aligned}\tag{6.1}$$

где R – плотность жертв (в килограммах мяса на квадратный километр); P – плотность хищника; r – удельная скорость роста популяции при малом числе хищников; a –

эффективность хищника (удельная скорость, с которой хищник убивает жертв); c – эффективность превращения хищниками биомассы жертв в себя и потомство; e – удельный коэффициент смертности, с которой хищники вымирают, когда нет жертв.

Lotka-Volterra predation model

A general model:

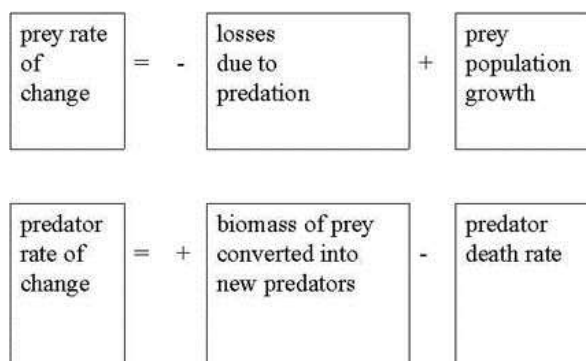


Рис. 6.1. Блок-схема системы «хищник–жертва»

На рис. 6.2, *a* сплошной линией показана динамика численности жертв, а пунктирной количество хищников. Диаграмма в фазовом пространстве (время убрано и указана только численности хищника и численность жертв) показывает, что процесс идет против часовой стрелки (рис. 6.2, *б*).

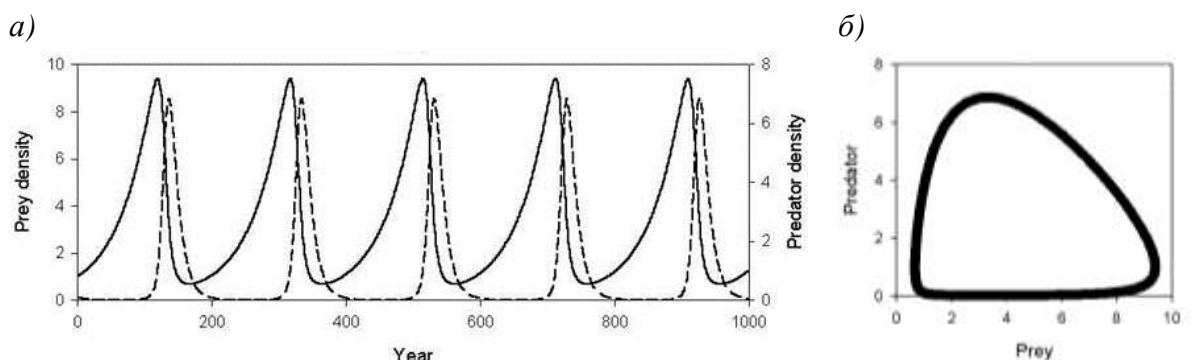


Рис. 6.2. Динамика системы «хищник–жертва»:
a – во времени (время, плотности хищника и жертв);
б – в фазовом пространстве (жертва, хищник)

В последующем появились системы, в которых экспоненциальный рост заменен на логистический, например модель Розенцвайга–МакАртура:

$$\begin{aligned} dR/dt &= rR(1 - R/K) - cRP/(R + e), \\ dP/dt &= \gamma cRP/(R + e) - eP. \end{aligned} \tag{6.2}$$

Здесь K – емкость среды. Динамика, описываемая данной системой, представлена на рис. 6.3: сплошной линией изображена жертва (лог-шкала), а пунктирной – хищник, где показан результат логистического уравнения – закругленные верхние пики линии, описывающей динамику жертв. Сначала численность жертв растет до своей емкости среды, а количество хищников растет экспоненциально, потому что прямая линия на этом графике – это экспоненциальный рост. Потом их становится так много, что они поедают всех

жертв, численность жертв падает экспоненциально, жертв становится мало и у хищников численность тоже падает экспоненциально, затем когда хищников почти не остается, численность жертв растет, причем кривая загибается на пике. Поэтому динамика хищников выглядит такой пилообразной кривой, прямой подъем сменяется прямым спадом. А у жертв трехфазовый подъем, после этого они находятся близко к равновесию, потом спад. Получаются закругленные пики. Данная модель более соответствует описанию динамики эффективности загрузки энергетических мощностей (сплошная линия) и объема инвестиций, направляемых на строительство новых электростанций (пунктирная линия).

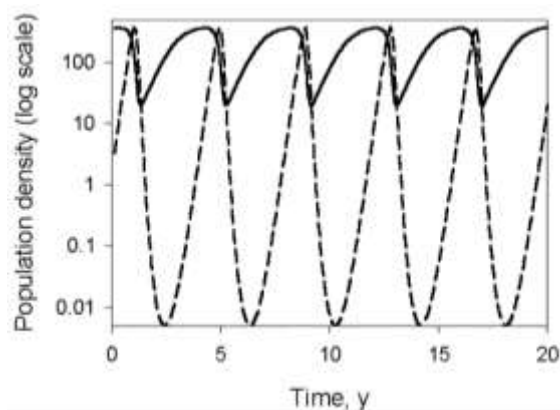


Рис. 6.3. Динамика системы «хищник–жертва» с логистическим ростом жертв (время, плотность популяции)

За последние 30 лет появились исследования, которые доказали, что взаимодействие по принципу ресурс–потребитель характерно для очень разных ситуаций. На рис. 6.4 представлены реальные данные по Китаю, начиная с 200 г. до нашей эры. Китайцы 2000 лет назад собирали данные, их интересовала не популяционная динамика, а численность тех, кого надо обложить налогами. В результате имеются данные по популяционным колебаниям, на графике даны в логарифмическом масштабе: N – численность населения; W – индекс нестабильности, оценивающий внутренние военные конфликты, восстания, разные бандитские выступления и т.п. за фиксированный интервал времени.

На рис. 6.4, а показано, что колебания происходят с тем же периодом, но пик нестабильности происходит с задержкой относительно пика численности населения. В фазовом пространстве (рис. 6.4, б) формируется цикл, *вращающийся против часовой стрелки*. Растет население, это вызывает всплеск гражданских войн, население падает, и постепенно гражданские войны тоже убывают. Незамкнут цикл потому, что это реальные данные. То есть существует некий цикл, и реальные колебания будут находиться вокруг него. Поскольку имеется множество разных факторов: меняется климат, могут быть внешние вторжения и т.д., происходят возмущения. Для реальных данных это очень четкие колебания. Такая же фазовая диаграмма построена для Англии (рис. 6.4, в), на которой видна зависимость популяционной плотности и нестабильности [51]. В следующем разделе показано, что аналогичную динамику с формированием циклов в фазовом пространстве демонстрируют энергосистемы стран с рыночной экономикой [449].

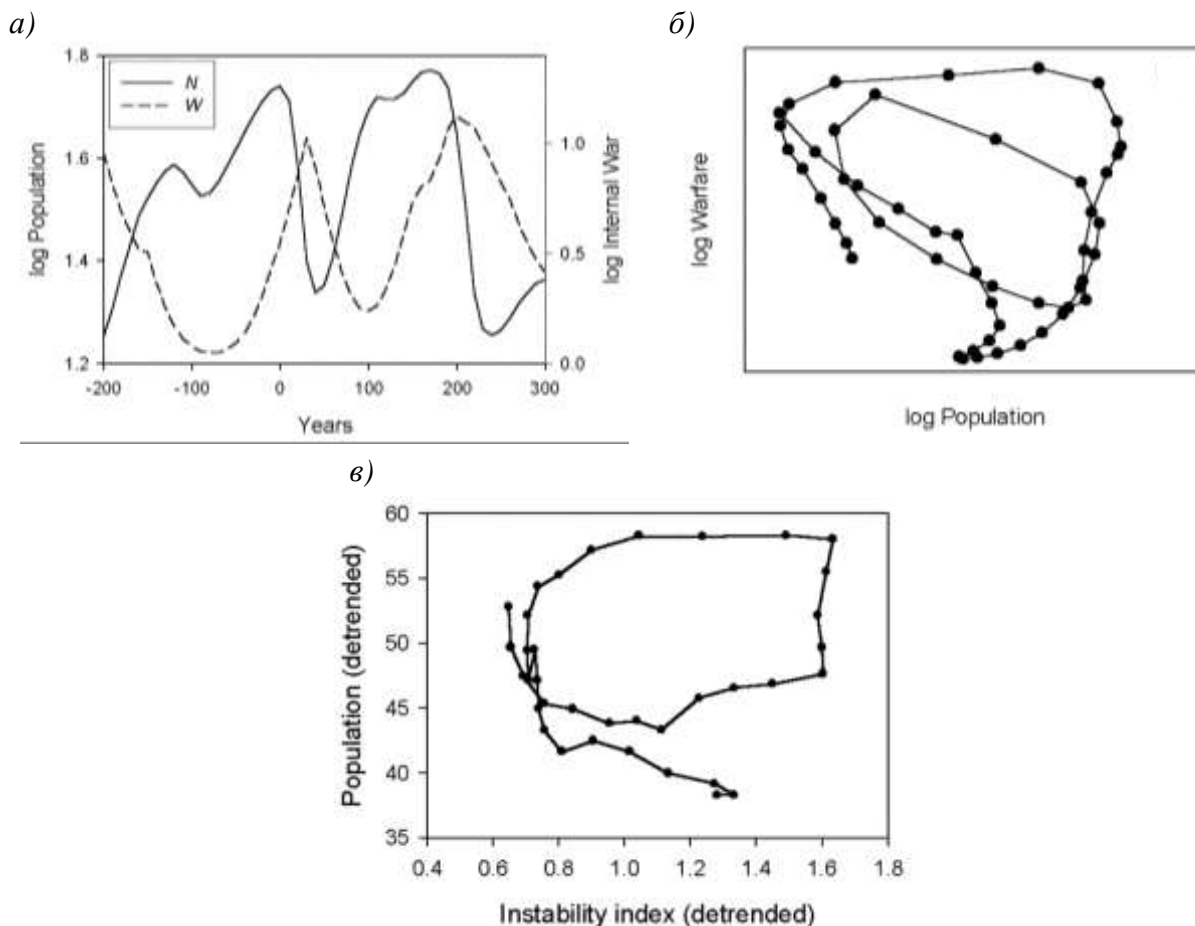


Рис. 6.4. Население и индекс нестабильности:

a – в древнем Китае во времени (время, количество населения и внутренние конфликты); б – в древнем Китае в фазовом пространстве (население, внутренние конфликты); в – в Англии в фазовом пространстве (внутренние конфликты, население)

6.2. Анализ закономерностей изменения числа часов использования мощности в мире

Потребление электроэнергии увеличивалось во всех странах на протяжении последнего столетия. Для обеспечения потребностей экономики в каждой стране происходило строительство энергетических мощностей. Далее рассмотрено влияние строительства новых мощностей на эффективность эксплуатации уже существующих энергетических мощностей в странах с рыночной экономикой. В табл. 6.1, построенной на основе данных [52], представлены все энергосистемы мощностью более 25 ГВт по состоянию на 2008 г. и некоторые изолированные островные энергосистемы.

2008 г. как граница временного интервала, на котором рассмотрены здесь и далее некоторые закономерности развития энергосистем разных стран, выбран в связи с:

- началом в этом году мирового финансового кризиса, последствия которого только более отчетливо выявили такие закономерности, как уменьшение темпов роста по-

требления электроэнергии, снижение эффективности использования установленной мощности энергосистем, сокращение спроса на ввод новых мощностей в энергетике и т.д.;

- относительно невысокой долей ВИЭ в мире в структуре энергетических мощностей до этого периода и, соответственно, динамика, характерная для Дании, где доля ВИЭ в энергосистеме превысила 30% (рис. 6.27, д) являлась исключением из правил. А так как целью исследования является разработка АК, то поправки на рост доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии более 15–20% в ближайшие 25–30 лет еще не будут для нее актуальны. Согласно [570] до 2035 г. доля ВИЭ в установленной мощности энергосистемы не будет превышать 5% (15 из прогнозируемых 312 ГВт).

Таблица 6.1

Основные параметры ведущих энергетических систем

	Установленная мощность ГВт		Ввод новых мощностей ГВт/год			Ввод ВИЭ (без ГЭС) ГВт/год	Доля ВИЭ (без ГЭС) в новых вводах	Доля ВИЭ мощность	Доля ветра (мощность)
	1980	2008	2006	2007	2008	2008	2008	2008	2008
Мир	1985,4	4625	180,6	174,5	157,2	36,3	23	0,0	0,0
США	578,6	1010	8,2	8,67	15,28	8,58	56	0,0	0,0
Европа	545,3	917,7	24,13	18,62	23,27	15,99	69	0,1	0,1
Китай	65,9	797,1	106,5	91,9	79,73	6,71	8	0,0	0,0
Япония	143,7	280,5	1,39	0,44	1,38	0,45	33	0,0	0,0
Россия		224,2	2,54	2,57	-0,44	0	0	0,0	0,0
Индия	33,7	177,4	9,06	13,6	7,15	1,84	26	0,1	0,1
Германия		139,3	6,55	2,49	5,2	3,43	66	0,2	0,2
Канада	80,3	127,6	1,11	2,43	1,27	0,54	43	0,0	0,0
Франция	63,7	117,8	-0,07	0,82	1,28	1,37	100	0,0	0,0
Бразилия	33,4	104	3,48	3,81	3,51	0,75	21	0,1	0,0
Италия	46,67	98,63	3,99	4,11	5,03	1,52	30	0,1	0,0
Испания	30,04	93,53	4,66	7,44	4,85	4,32	89	0,2	0,2
Великобритания	73,64	85,61	1,24	0,89	1,1	0,96	87	0,1	0,0
Южная Корея	9,04	79,86	3,54	3,29	6,49	0,39	6	0,0	0,0
Мексика	16,86	57,23	2,72	2,44	1	0,01	1	0,0	0,0
Австралия	24,14	55,51	0,67	1,97	2,32	0,52	23	0,0	0,0
Украина		54,11	0,25	0,16	0,16	0,09	56	0,0	0,0
Иран	11,83	52,96	3,03	3,42	2,11	0,02	1	0,0	0,0
ЮАР	20,55	44,07	0,61	0,22	1,36	0,01	0	0,0	0,0
Турция	5,12	41,82	1,72	0,27	0,98	0,24	24	0,0	0,0
Тайвань	10,66	40,7	1,02	0,71	2,07	0,09	4	0,0	0,0
Таиланд	4,46	40,67	-4,30	7,07	4,55	0	0	0,0	0,0
Саудовская Аравия	7,36	39,24	2,35	0,67	2,68	0	0	0,0	0,0
Швеция	27,42	33,94	0,74	0,17	-0,36	0,2	100	0,1	0,0
Польша	24,72	32,68	0,1	0,14	0,18	0,24	100	0,0	0,0
Аргентина	12,94	30,97	0,06	0,77	1,85	0	0	0,0	0,0
Норвегия	20,01	30,79	1,09	0,79	0,47	0,04	8	0,0	0,0
Индонезия	5,21	27,8	0,07	0,3	-0,09	-0,11	0	0,0	0,0
Дания	7,07	12,5	-0,33	-0,40	-0,12	0,36	100	0,3	0,3
Ямайка	0,74	1,16	0	0	0	0	0	0,0	0,0
Мальта	0,13	0,57	0	0	0	0	0	0,0	0,0

Для сопоставления состояния энергетики в странах с энергосистемами, мощность которых различается в тысячу и более раз, в данном анализе использован универсальный параметр: число часов использования мощности (ЧЧИМ). Вне зависимости от размера энергосистемы данный показатель характеризует востребованность прироста установленной мощности энергосистемы. Он ограничен числом часов в году, его снижение указывает на уменьшение использования генерирующего оборудования.

Аналогичным, не менее распространенным 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. Для оценки эффективности использования отдельного генератора использован показатель КИУМ, а для характеристики всей энергосистемы – ее ЧЧИМ. Значения ЧЧИМ получены как отношение годового объема произведенной электроэнергии к установленной мощности всех генерирующих источников (которые страна представила для учета международной статистикой) и характеризуют эффективность использования генерирующего оборудования.

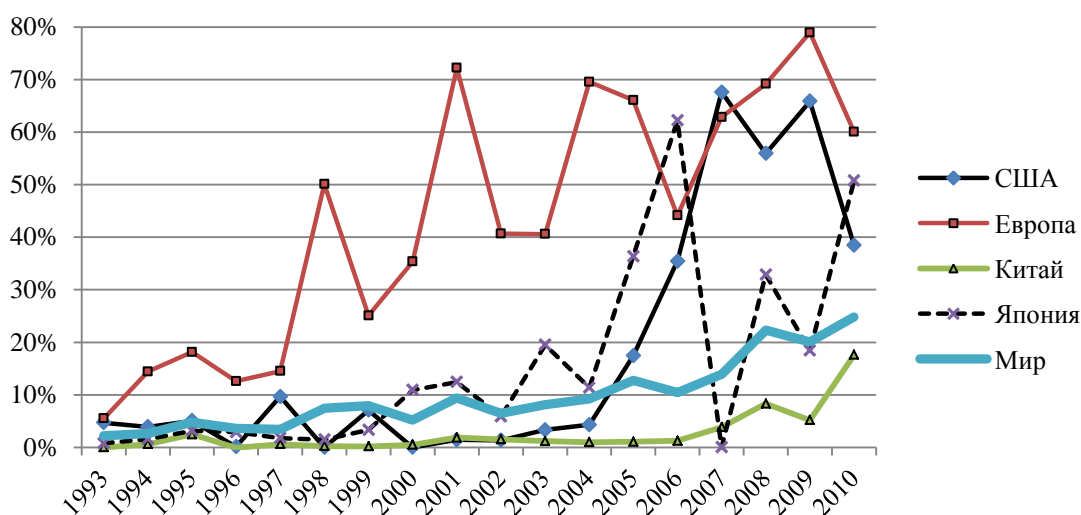


Рис. 6.5. Динамика доли ВИЭ в новых вводах энергетических мощностей

Анализ динамики ЧЧИМ потребовал учета новой тенденции, все более влияющей на работу энергосистем. Это рост возобновляемых источников энергии (ВИЭ) темпами,кратно превышающими традиционную энергетику. В состав возобновляемых источников входят ГЭС мощностью до 25 МВт, геотермальные станции, солнечные станции, ветроэлектростанции (ВЭС), приливные станции.

Как следует из рис. 6.5, в мире доля вводов ВИЭ среди нового строительства генерирующих мощностей устойчиво растет, достигнув 24,8% в 2010 г., а в странах Европы, Японии и США превышает половину. Доля ВИЭ в новых энергетических вводах в Европе начиная с 2001 г. достигла 60% и в последующем стабильно находилась на уровне золотого сечения. После 2007 г. произошло изменение отношения к ВИЭ и в энергетике США, где субсидирование ВИЭ не имеет такого значения, как в европейских странах. Среди ВИЭ в США более 60% приходится на генерацию ветроэнергетики.

По данным Американской ассоциации ветряной энергетики (AWEA) [49] в 2008 г. установленные мощности ветряных электростанций США выросли на 50%, за год было

построено 8358 МВт и США вышли на первое место в мире по объему энергии, полученной с помощью ветра, отобрав первенство у Германии. На конец 2008 г. суммарные мощности ветряных электростанций США составляли 25170 МВт. [49], в 2009 г., несмотря на негативное влияние экономического кризиса, в США было введено в эксплуатацию почти 10 ГВт ветрогенераторов. [50]. Это привело к росту доли ВИЭ в новых вводах США после 2007 г., что указывает на общую закономерность – вытеснение традиционной энергетики с рынка новых энергетических проектов. В целом ЧЧИМ ВИЭ, и в особенности ветроэнергетики значительно ниже, традиционной энергетики. Поэтому при анализе ЧЧИМ энергосистем последних лет в дальнейшем по возможности будет дана оценка влияния ВИЭ.

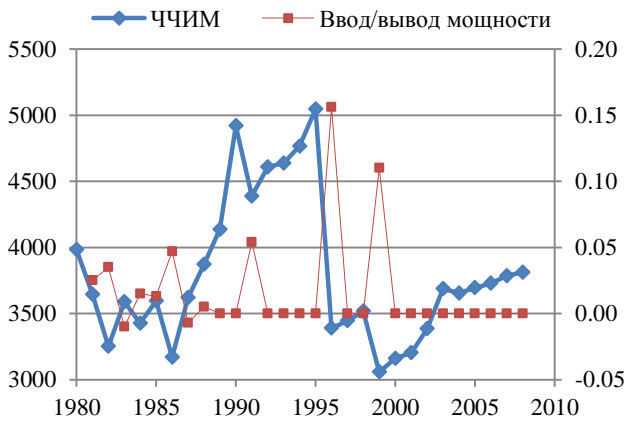
Подход, который применен к анализу энергосистем стран с рыночными отношениями, подробно показан на примере небольшого островного государства Мальта. Выбор обусловлен условиями весьма близкими к лабораторному эксперименту: отсутствуют как перетоки электроэнергии (энергосистема островная), так и не появляются новые энергоемкие потребители. Потребление на рассматриваемом 28-летнем интервале росло равномерно, а в энергосистеме вводились новые генераторы. На рис. 6.6, а представлена зависимость ЧЧИМ и объема ввода новых мощностей энергосистемы, абсцисса – годы, левая ордината – ЧЧИМ (час/год), правая ордината – ввод/вывод из эксплуатации генерирующих мощностей (изменение мощности энергосистемы) (ГВт/год).

На рис. 6.6, б изображена динамика энергетики Мальты, построенная на основе данных рис. 6.6, а на фазовой плоскости: абсцисса – ЧЧИМ, ордината – ввод/вывод новых генерирующих мощностей для временного интервала 1981–2008 гг. Жирной точкой выделен первый год рассматриваемого периода (в данном случае 1981 г. – точка начала движения на фазовой плоскости). Далее если на фазовом портрете не указан период рассмотрения, по умолчанию он охватывает интервал 1981–2008 гг. и расположен на рисунке с индексом «б».

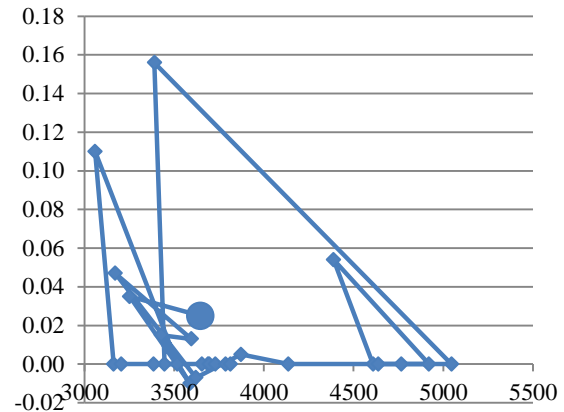
Проследить развитие энергосистемы Мальты на фазовом портрете (рис. 6.6, б) весьма проблематично. В связи с этим на рис. 6.6, в и 6.6, г показаны меньшие периоды времени. На рис. 6.6, в изображена динамика энергосистемы Мальты за 1992–1998 гг.: ЧЧИМ увеличивался с 4609 часов в 1992 г. (выделенная точка) до 5046 часов в 1995 г. В 1996 г. была введена в эксплуатацию электростанция мощностью 156 МВт (мощности энергосистемы Мальты составляли в 1995 г. 304 МВт), что привело к снижению числа часов использования мощности всех генерирующих мощностей до 3389 часов. В последующие два года новых мощностей не вводилось и увеличение объема потребления электроэнергии вызвало рост ЧЧИМ до 3446 (1997 г.) и 3517 (1998 г.) часов. Выделенной точкой (1998 г.) с координатами (3517;0) начинается фазовый портрет на рис. 6.6, г. Ввод новой электростанции мощностью 110 МВт в 1999 г. привел к снижению ЧЧИМ до 3058 часов. Последующее развитие экономики вызвало рост ЧЧИМ на протяжении 2000–2008 гг. до 3812 часов. Фазовые плоскости рис. 6.6, в и 6.6, г очень похожи на лабораторные эксперименты с системой, где равномерно растет потребление и происходит два точечных возмущения (ввод в эксплуатацию мощностей в 1996 и 1999 гг.) в плавно развивающейся экономике. Таким образом, точка, описывающая состояния энергосистемы движется против часовой стрелки на фазовой плоскости. Следовательно, выдвинутая гипотеза о целесооб-

разности применения модели «хищник–жертва» к развитию энергетики в данном случае (для энергосистемы с нулевыми перетоками электроэнергии и достаточно предсказуемой динамикой) нашла свое подтверждение.

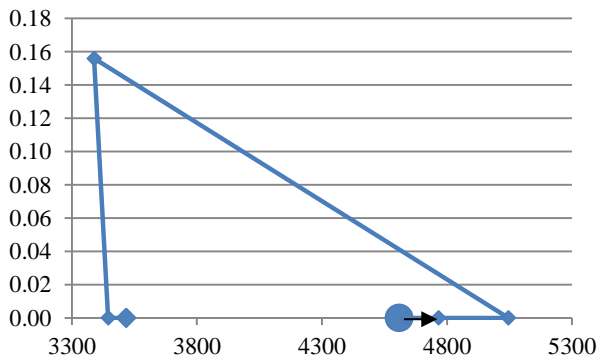
а)



б)



в) 1992–1998 гг.



г) 1998–2008 гг.

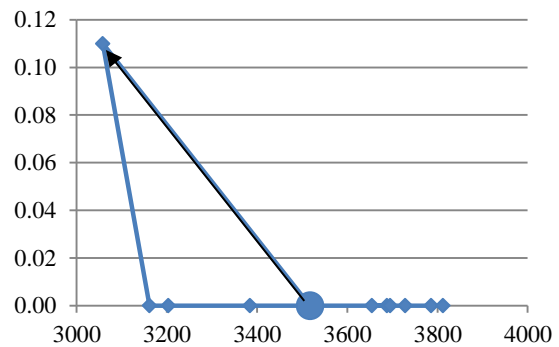


Рис. 6.6. Мальта

Далее рассмотрено, насколько типична подобная динамика при развитии энергосистем государств с рыночной экономикой.

Для краткости изложения материала при рассмотрении динамики развития энергосистем всех нижеперечисленных стран на рис. 6.7–6.29 и 6.31–6.32 будем указывать только страну, аналогично рис. 6.6, а:

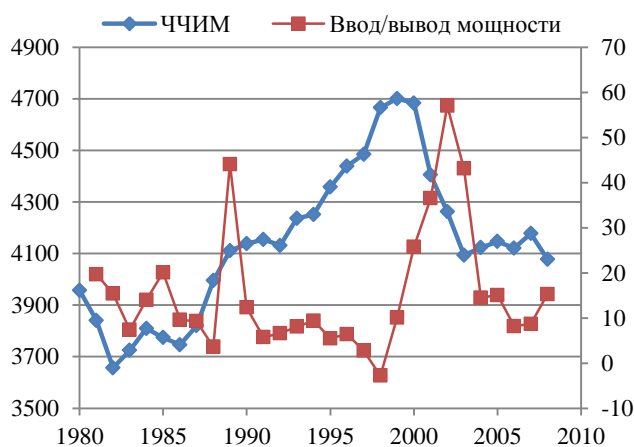
- индексом *a* будем изображать динамику изменения установленной мощности энергосистемы (разницу между мощностью в $n + 1$ и n году), выраженную в ГВт (тонкая линия, правая шкала), на протяжении 1981–2008 гг. (отрицательная величина указывает на превышение вывода из эксплуатации мощностей над новым строительством) и ЧЧИМ (час/год);

- *б* – динамику энергосистемы на фазовой плоскости в период 1981–2008 гг., где по абсциссе указано ЧЧИМ (час/год), а по ординате – изменение мощности энергосистемы (ГВт), при этом первый год помечается жирной точкой. В случае если рисунок *б* оказывается сложным для восприятия и/или требуется выделить некоторые интервалы времени на

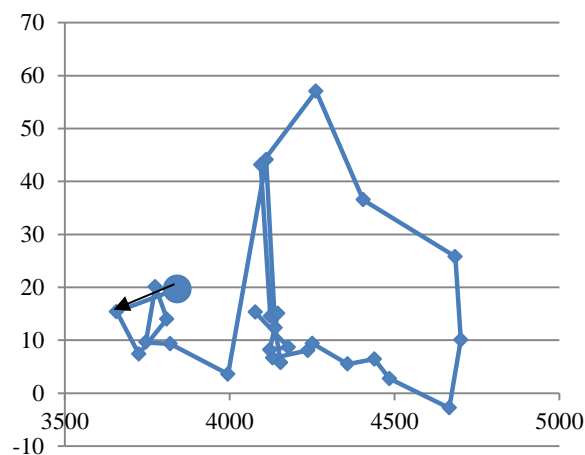
рисунках с индексами *в* и *г* представлены части кривой рисунка *б* с указанием выделяемого периода с обозначениями такими же, как и на рисунке *б*.

Страной с самой мощной и развитой энергетикой является США (рис. 6.7). Несмотря на все трансформации в энергосистеме, цена электроэнергии с учетом инфляции в США оставалась неизменной. Если динамику энергосистемы США 1981–1988 гг. (рис. 6.7, *в*) с помощью гипотезы циклов объяснить можно достаточно условно, то расположение точек на фазовой плоскости энергетики США 1992–2006 гг. является неслучайным. О чем свидетельствует появление четко выраженного цикла, вращающегося против часовой стрелки, с периодом чуть больше 12 лет. На рис. 6.7, *а* и 6.7, *г* показано, как кратное увеличение ввода новых мощностей в 2000–2003 гг. от среднегодового значения 8–9 ГВт/год до 57,047 ГВт в 2002 г. вызвало снижение ЧЧИМ 2001–2003 гг. и вернуло ввод новых мощностей до уровня 8,195 ГВт в 2006 г.

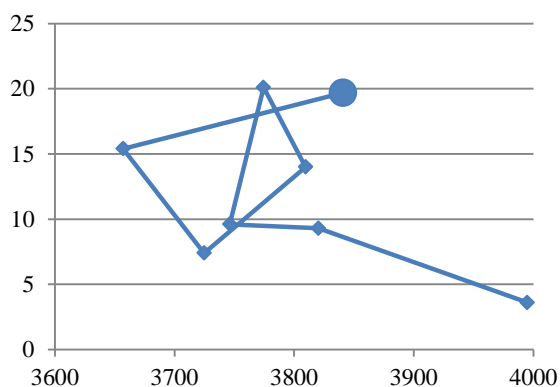
а)



б)



в) 1981–1988



г) 1992–2006

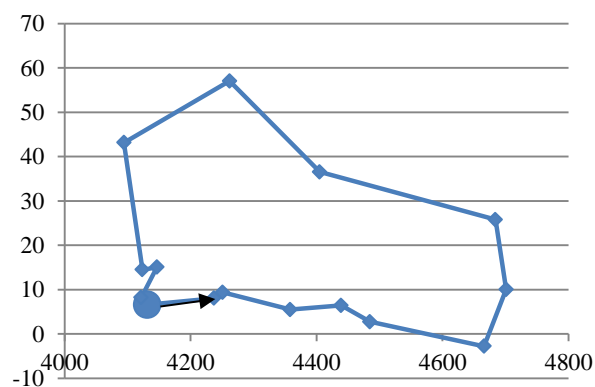


Рис. 6.7. США

Рост ввода мощностей в 2008 г. до 15,283 ГВт от среднего уровня 8–9 ГВт/год объясняется увеличением строительства ветроэнергетики (2,62 ГВт – 2006 г; 5,19 ГВт – 2007 г; 8,14 ГВт – 2008 г., 9,9 ГВт – 2009 г.). При этом увеличение мощности ветроэнергетики до 35,199 ГВт в 2009 г. [49] при ЧЧИМ ветроустановок более чем в два раза меньшем, чем в среднем энергосистемы не привело к значимому изменению ЧЧИМ. Кроме роста ЧЧИМ Мексики с 3900 до 4300 час/год (рис. 6.8) в силу достаточно сильной взаимо-

связи энергосистем Мексики и США на фазовой диаграмме рис. 6.8, в можно наблюдать цикл с периодом около 12 лет, формирование которого происходило в то же время (1993–2006 гг.), что и в энергетике США (рис. 6.7, з).

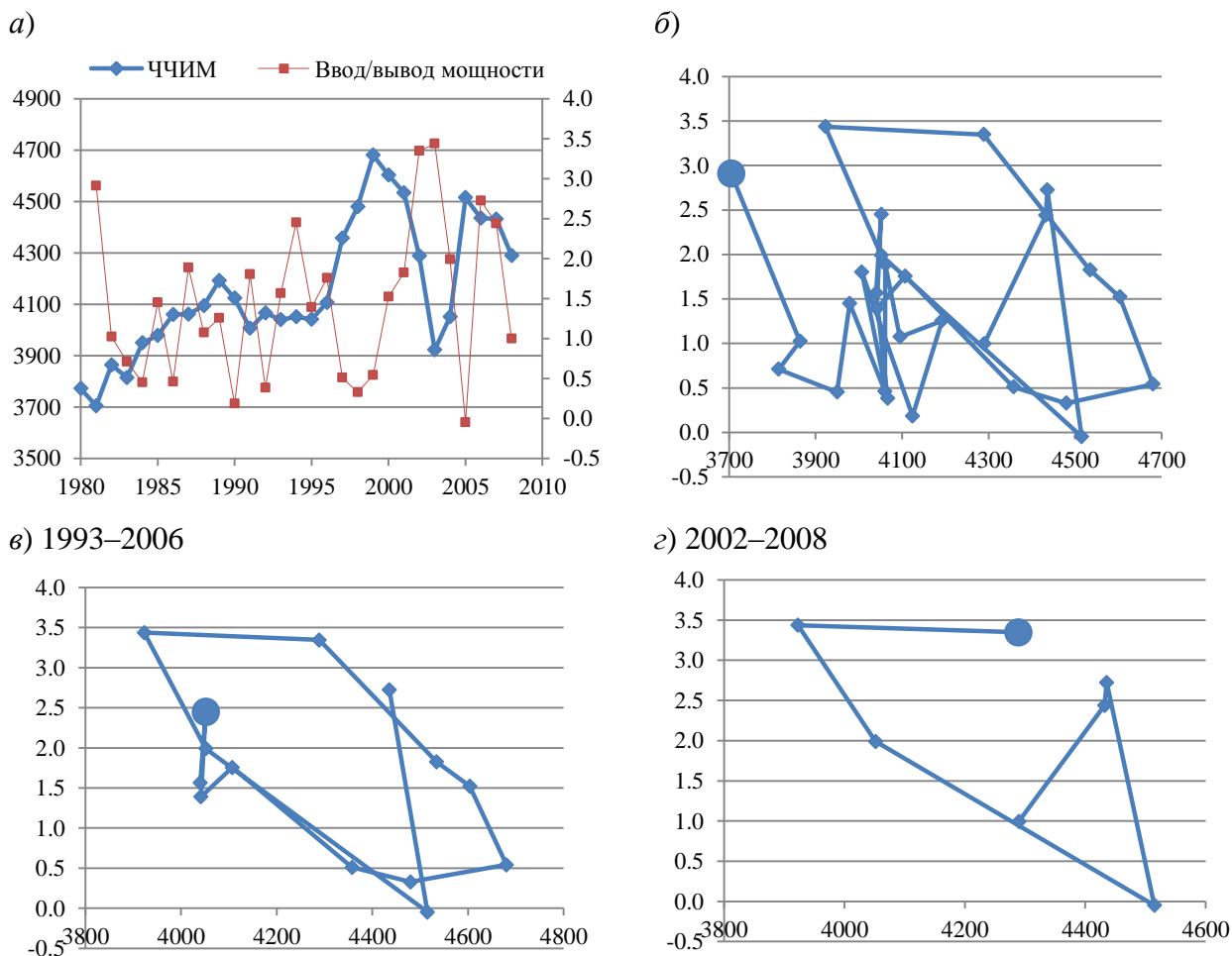


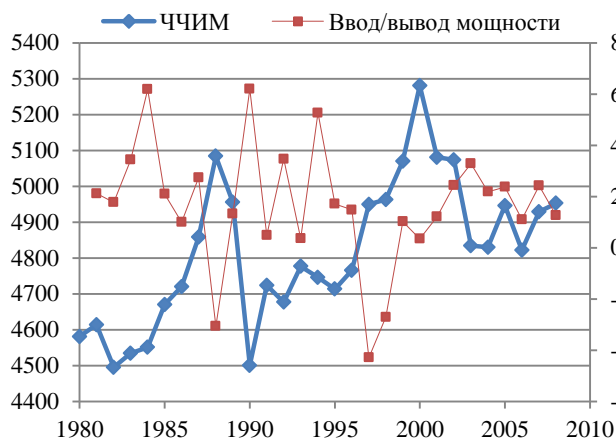
Рис. 6.8. Мексика

Проводя анализ энергетики Канады, можно отметить уменьшение объемов нового строительства с 2,5 ГВт/год в 1980–1995 гг. до менее 1,5 ГВт после 1996 г. Или в терминах модели «хищник–жертва» увеличение количества «жертв» (ЧЧИМ) не потребовало роста количества хищников (новых вводов энергетических мощностей), а в результате научно-технического прогресса в технологиях потребления электроэнергии произошло их уменьшение. 12 летний цикл для периода времени, когда он наблюдался в США и Мексике, на фазовой плоскости Канады изображен на рис. 6.9, в.

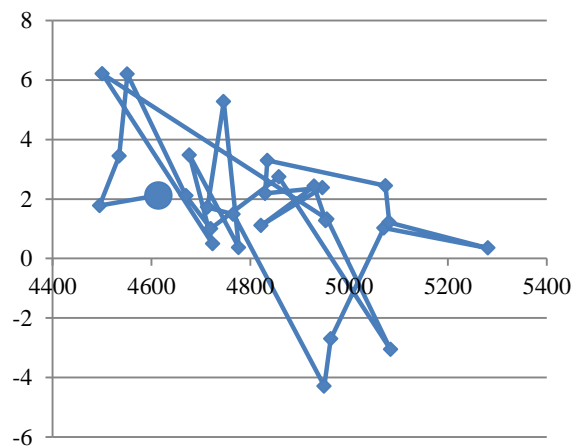
На примере Канады можно наблюдать постепенный рост ЧЧИМ с 4600 часов в 1980–1984 гг. до 4950 часов в 1997–2008 гг. (рис. 6.9) На фоне длительного тренда наблюдаются скачки в ЧЧИМ длительностью в один год, которые на фазовой плоскости изобразились в виде выростов в горизонтальном направлении. Ненаблюдаемое на предыдущих фазовых портретах явление объясняется значительной долей ГЭС в энергосистеме Канады (доля ГЭС в выработке электроэнергии 2008 г. составила 60% – 378,6 млрд кВт·ч из 632,2 млрд кВт·ч). Годичные флуктуации водности рек проявляются в изменении объема выработки всей энергосистемы, сопровождающимся изменением внешнеторговых опера-

ций электроэнергии с единственным соседом – США. Данное предположение подтверждается аналогичной динамикой, представленной на фазовой плоскости энергетики Норвегии, где доля энергии ГЭС в 2008 г. составила 99% (138,2 млрд из 139,7 млрд кВт·ч) (рис. 6.31).

а)



б)



в) 1995–2008

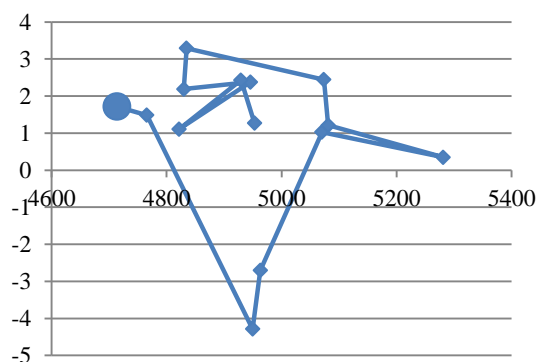
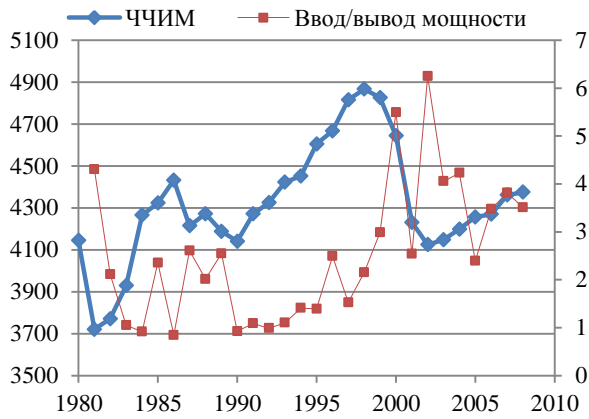


Рис. 6.9. Канада

Достаточно странная динамика ЧЧИМ Бразилии: снижение с 4145 часов в 1980 г. до 3721 часа в 1981 г., дальнейший рост до 4866 часов на протяжении 17 лет, с последующим снижением до 4124 часов в 2002 г. находит объяснение при совместном рассмотрении с объемом нового энергетического строительства (рис. 6.10). Увеличение мощности энергосистемы на 4,302 ГВт в 1981 г. с 33,366 ГВт вызвало снижение ЧЧИМ в 1981 г. Последующий научно-технический прогресс и развитие экономики позволили повысить ЧЧИМ до 4866 часов в году. Повышение эффективности использования оборудования электростанций создало условия для роста инвестиций в энергетику Бразилии. Кратный рост новых вводов со среднего уровня 1,5 ГВт/год до 5,491 ГВт в 2000 г. и 6,245 ГВт в 2002 г. вызвал изменение 17-летнего тренда увеличения загрузки оборудования. В дальнейшем снижение объемов нового строительства до 3,5 ГВт/год позволило снова начать рост ЧЧИМ. В итоге сформирован вращающийся против часовой стрелке 12-летний цикл 1989–2001 гг.

а)



б) 1989–2005

б)

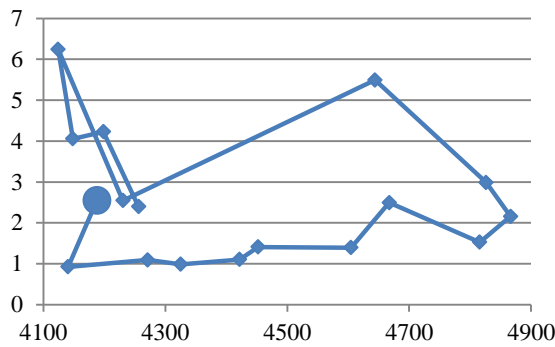
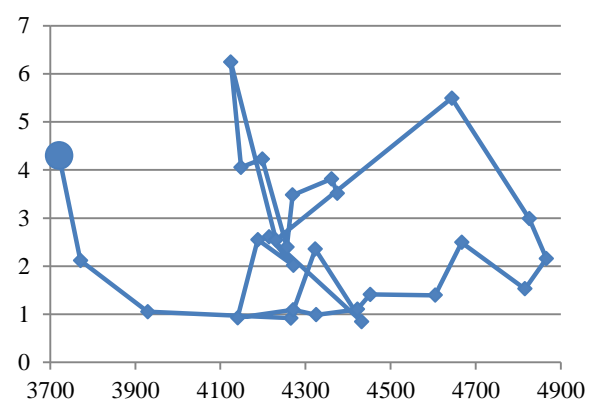
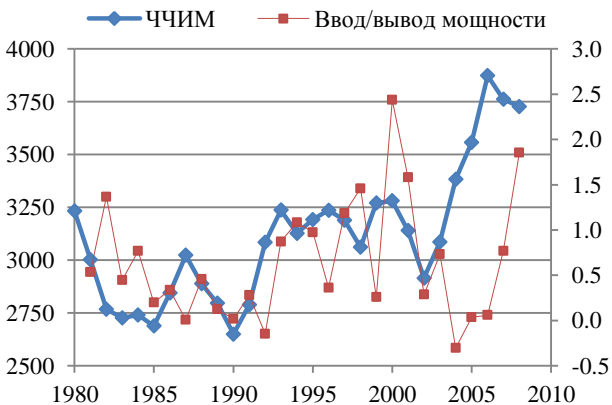


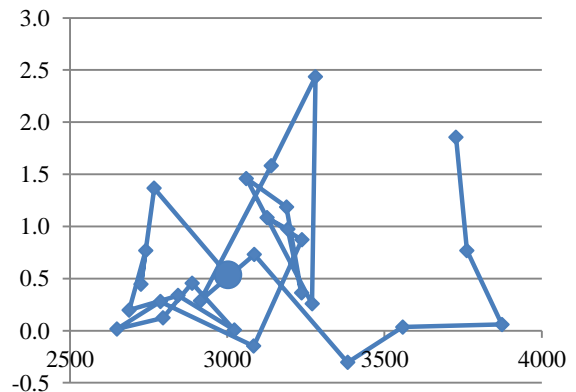
Рис. 6.10. Бразилия

На фазовой плоскости энергетики Аргентины выделяются два цикла: 1981–1988 и 1998–2005 гг., на которых фазовая точка движется против часовой стрелки (рис. 6.11, в и 6.11, з). Первый начал формироваться до периода наблюдения, второй завершится после 2008 г.

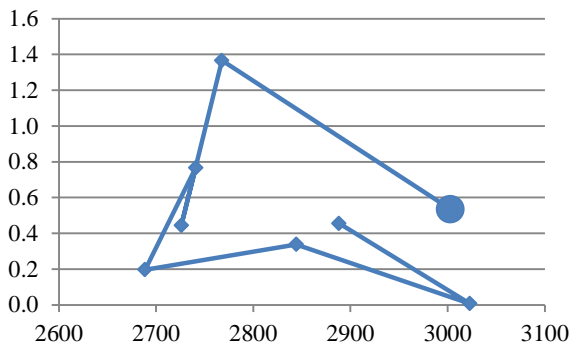
а)



б)



е) 1981–1988



з) 1998–2008

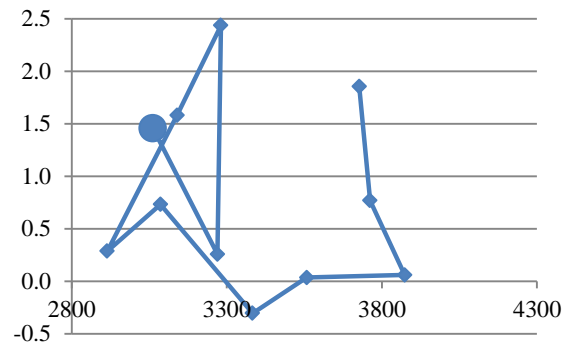
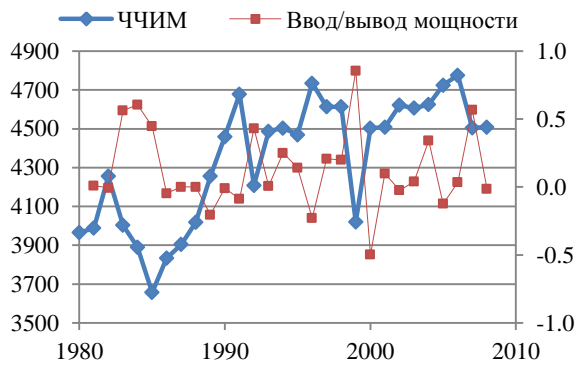
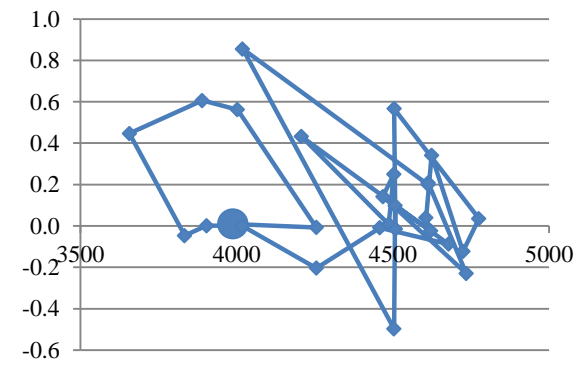


Рис. 6.11. Аргентина

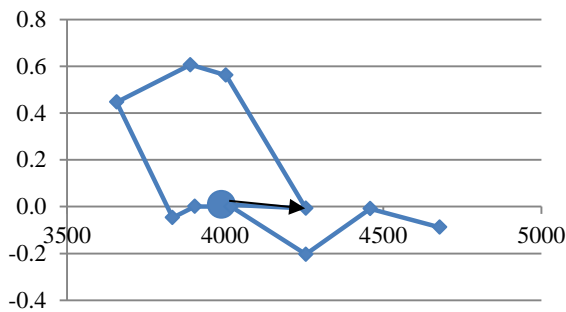
а)



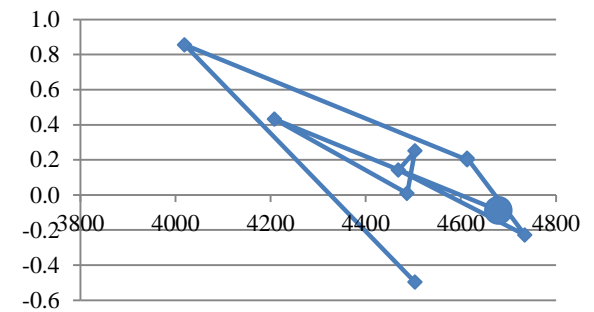
б)



в) 1981–1991



з) 1991–2000



д) 2001–2008

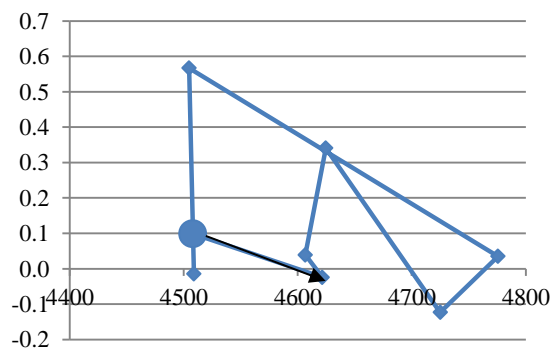
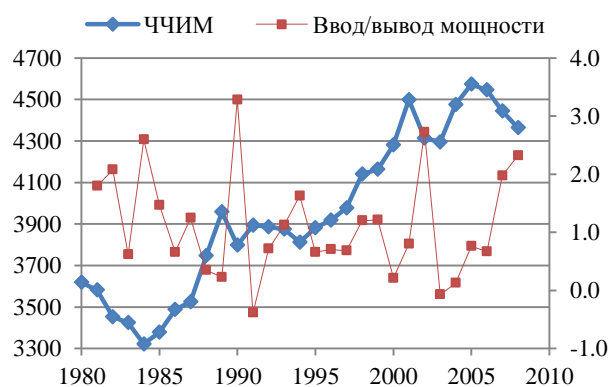


Рис. 6.12. Новая Зеландия

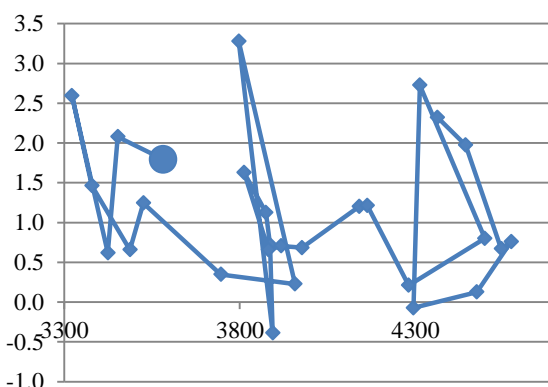
Гипотеза о целесообразности применения модели «хищник-жертва» в первую очередь была проверена на примерах энергосистем государств, образующих замкнутые системы, не связанные перетоками электроэнергии с другими государствами. Именно поэтому рассмотрение было начато с Мальты и оно продолжено островными государствами. Поэтому далее представлена энергосистема Новой Зеландии, являющаяся далеко не самой крупной в мире. Фазовая плоскость, описывающая энергетику Новой Зеландии всего рассматриваемого периода 1981–2008 гг., делится на три примерно одинаковых временных интервала, на протяжении которых развивались циклы с движением против часовой стрелки (рис. 6.12, в, 6.12, з, 6.12, д). Рост ЧЧИМ с 4000 часов в 1980–1988 гг. до 4600 часов после 1992 г. был возможен при отсутствии роста строительства новых мощностей. Увеличение нового строительства 1983–1985 гг. привело к снижению ЧЧИМ в 1984–1987 гг. (рис. 6.12, в).

Следующие два периода снижения ЧЧИМ, приведшие к формированию циклов на рис. 6.12, з и 6.12, д были вызвано вводами нового оборудования в 1999 г. (0,855 ГВт при мощности энергосистемы Новой Зеландии в 1998 г. 8,1 ГВт) и в 2007 г. (0,567 ГВт).

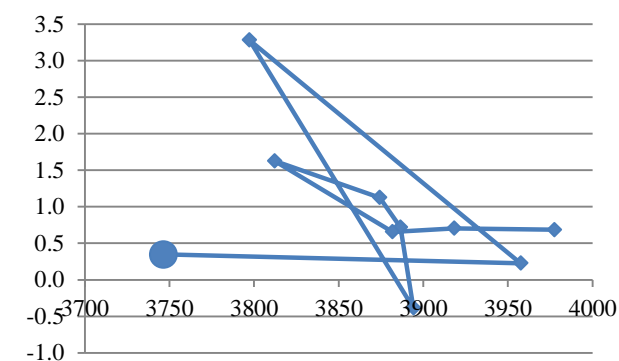
а)



б)



в) 1988–1997



з) 1998–2008

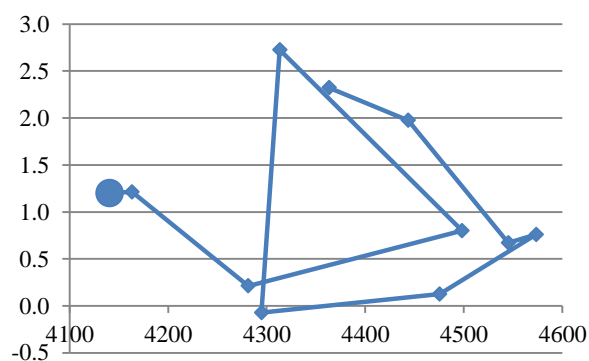


Рис. 6.13. Австралия

В Австралии произошло увеличение эффективности использования мощности энергосистемы с 3500 часов в 1980-х гг. до 4400 часов в первом десятилетии XXI в. На фазовой плоскости можно проследить, как рост объемов энергетического строительства приводил к временным изменениям в динамике ЧЧИМ (рис. 6.13). Фазовый портрет энергетики Австралии последнего десятилетия (рис. 6.13, з) аналогичен рис. 6.2, б.

На примере Индонезии можно наблюдать плавный рост ЧЧИМ, начиная с 2454 часов в 1980 г. до 5078 часов в 2008 г. (рис. 6.14). Подобная динамика ЧЧИМ была возможна в результате отсутствия увеличения строительства новых мощностей, а достигнутое значение ЧЧИМ превышает аналогичный параметр таких высокотехнологичных стран как США, Франция, Великобритания, Новая Зеландия. Однако когда мощность энергосистемы Индонезии была увеличена с 17,118 на 3,03 ГВт в 1997 г. и 2,494 ГВт в 1998 г., произошло временное снижение ЧЧИМ (подавление «хищником» «жертв»), что нашло свое выражение в появлении цикла на фазовой плоскости, который описывает динамику энергосистемы Индонезии в 1995–2000 гг. (рис. 6.14, в).

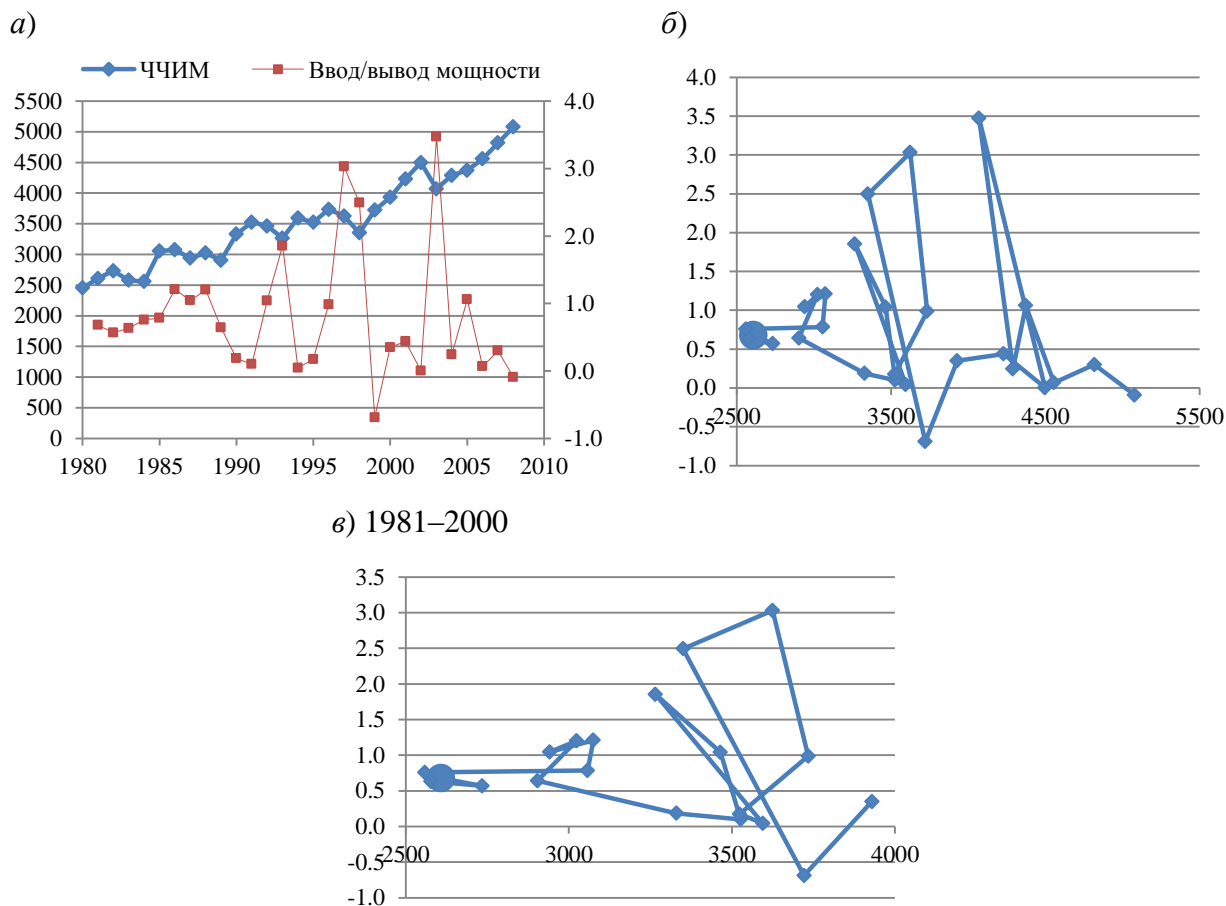


Рис. 6.14. Индонезия

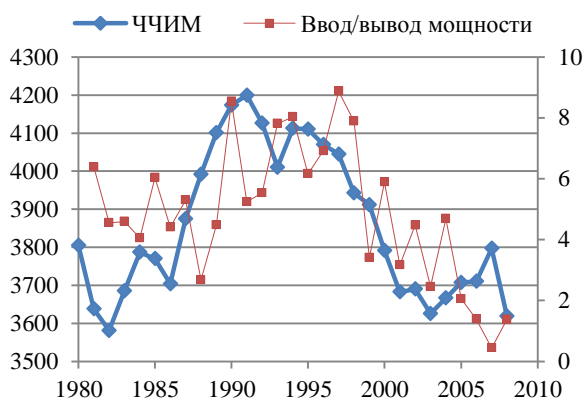
Как можно было заметить, во всех странах в результате научно-технического прогресса в области потребления электроэнергии происходит увеличение ЧЧИМ.

В связи с этим волнообразная динамика ЧЧИМ энергосистемы Японии и снижение эффективности использования оборудования после 1991 г. требует объяснения (рис. 6.15).

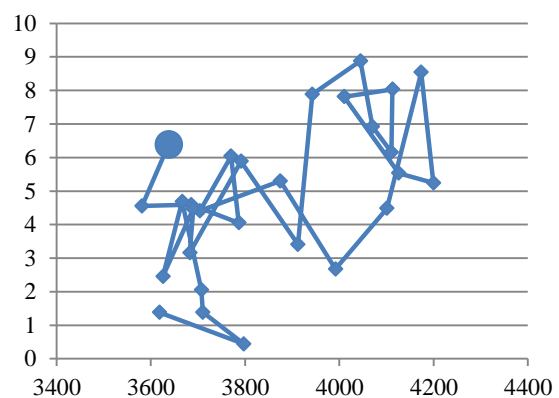
Высокие темпы экономического развития Японии 1960–1980-х гг. требовали постоянного роста мощности энергосистемы. В результате была сформирована мощная конкурентоспособная отрасль энергомашиностроения, обеспечивающая ввод мощностей на уровне 3,8–4 ГВт/год. Объемы нового строительства росли, опережающее развитие экономики обеспечивало рост ЧЧИМ энергосистемы Японии до 1991 г. Уменьшение темпов

развития экономики Японии в 1990-х гг. вызвало уменьшение спроса на увеличение мощности энергосистемы. Начавшееся снижение ЧЧИМ повлекло уменьшение нового строительства до 0,8 ГВт/год после 2005 г. Однако инерционность и длительность реализации проектов в энергетике (ввод нового объекта энергетики – событие, реализуемое не ранее, чем через два-семь лет после принятия решения о реализации проекта) не позволили резко снизить объемы работ по строительству новых мощностей. В результате ЧЧИМ уменьшилось до уровня начала 1980-х гг., цены на электроэнергию выросли, и по состоянию на 2008 г. загрузка энергетического оборудования в Японии находится не выше таких относительно менее технологически развитых стран, как Таиланд и Иран. Таким образом, весь период 1981–2008 гг. можно рассматривать как один цикл с недостаточно сильной обратной связью: падение ЧЧИМ – уменьшение объемов новых вводов, чтобы вернуть Японии эффективность использования энергетики, достигнутую в начале 1990-х гг. Внутри рассмотренного 27-летнего цикла на фазовой плоскости можно выделить подцикл 1987–1999 гг. (рис. 6.12, в), иллюстрирующий период, когда формировалось изменение динамики нового энергетического строительства.

а)



б)



в) 1987–1999

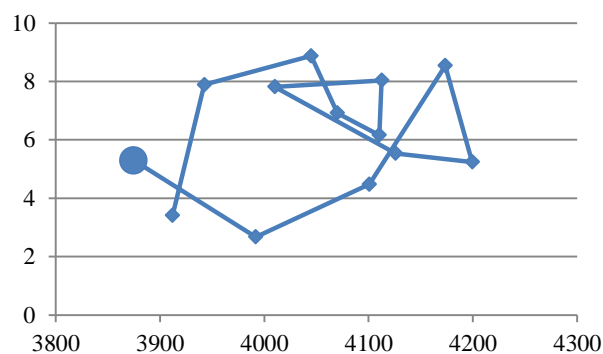


Рис. 6.15. Япония

Энергетика Тайваня является одним из немногих примеров равномерного роста мощности энергосистемы без снижения ЧЧИМ на протяжении длительного периода (1997–2007 гг.). На этот режим развитие энергетики Тайваня вышло после снижения ЧЧИМ с 3942 часов в 1980 г. до 2999 часов в 1985 г. в результате ввода новых мощностей 1980–1984 гг. при недостаточном темпе экономического роста (рис. 6.16). Несмотря на то,

что ежегодный объем энергетического строительства в 1980–1984 и 1995–2008 гг. не изменился (1,5 ГВт/год), в результате увеличения темпов экономического развития этого «азиатского тигра» сохранилась эффективность использования энергетического оборудования без снижения на протяжении 10-летнего периода. На фазовой плоскости можно видеть практически полный цикл 1981–1991 гг.

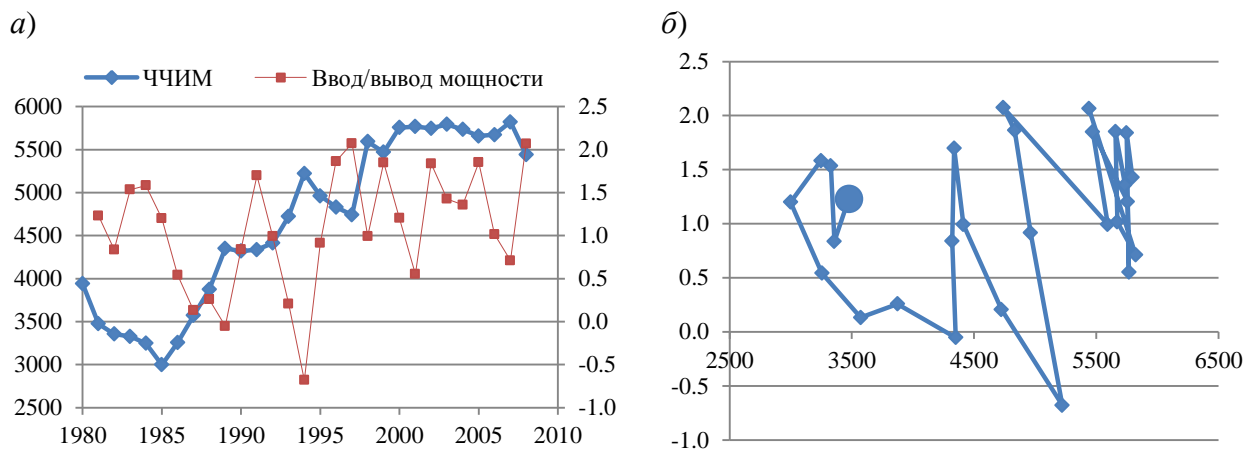


Рис. 6.16. Тайвань

Появление рис. 6.17, описывающего энергетику достаточно маленького государства – Ямайки, вызвано двумя причинами:

1) энергетика острова Ямайка продемонстрировала рост эффективности использования мощностей с 2339 часов в 1980 г. до 6303 часов в 2008 г. Достигнутый уровень ЧЧИМ является одним из самых высоких в мире и практически единственным, где его значение выше 6000 часов, сохраняется на протяжении более 4 лет (2005–2008 гг.). (Можно указать только две страны, удовлетворяющие этим условиям – Парагвай и Намибию, анализ развития энергетики которых не проводился, так как в их энергетическом балансе велики доли внешнеторговых операций с электроэнергией);

2) энергетика Ямайки является примером равномерного роста ЧЧИМ на фоне увеличения мощности энергосистемы на 61% (с 736 на 450 МВт) в 1993 г.

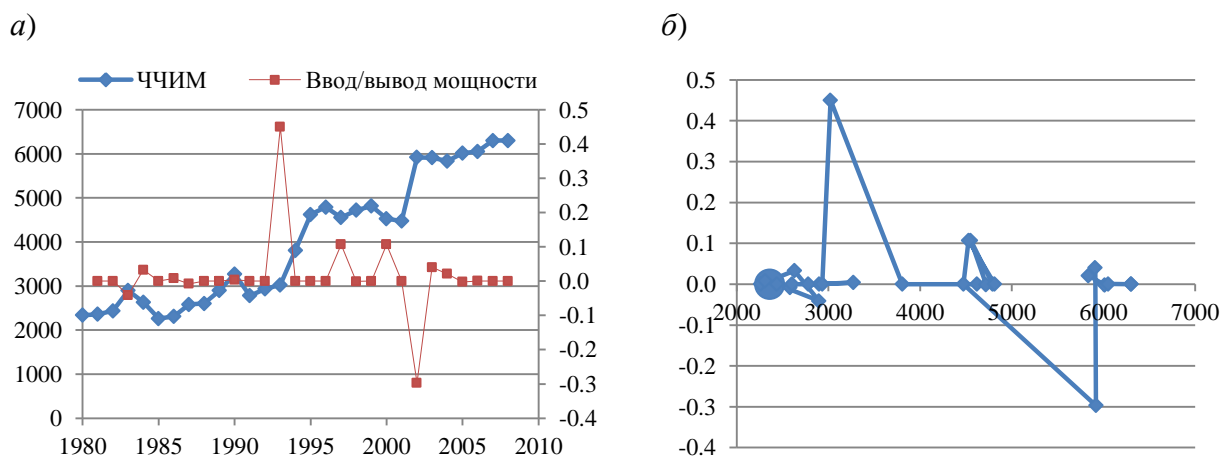


Рис. 6.17. Ямайка

Устойчивый рост использования мощностей на протяжении 7 лет с 5919 часов в 2002 г. до значения превышающего 6300 часов требует обратить внимание и более внимательно исследовать организацию системы потребления электроэнергии в этом государстве.

На этом завершим рассмотрение островных государств и вернемся к описанию энергетик ведущих мировых экономик.

Энергетика Южной Кореи продемонстрировала один из самых высоких темпов роста ЧЧИМ с 3138 часов в 1985 г. до 5840 часов в 1994 г. (рис. 6.18), что вызвало увеличение привлечения инвестиций в энергетическое строительство. Увеличение мощности энергосистемы на 7,957 ГВт в 1996 г. и 6,095 ГВт в 1997 г. вызвало снижение загрузки мощностей до 4310 часов в 1999 г. Дальнейшая стабилизация ЧЧИМ произошла на уровне 5400 часов. На фазовой плоскости можно наблюдать два цикла в развитии энергосистемы: 1981–89 и 1993–2002 гг. При этом цикл 1993–2002 гг. пошел на второй виток, отображающий увлечение мощности энергосистемы на 6,486 ГВт в 2008 г., которое вызвало снижение ЧЧИМ с 5472 часов в 2007 г. до 5236 часов в 2008 г.

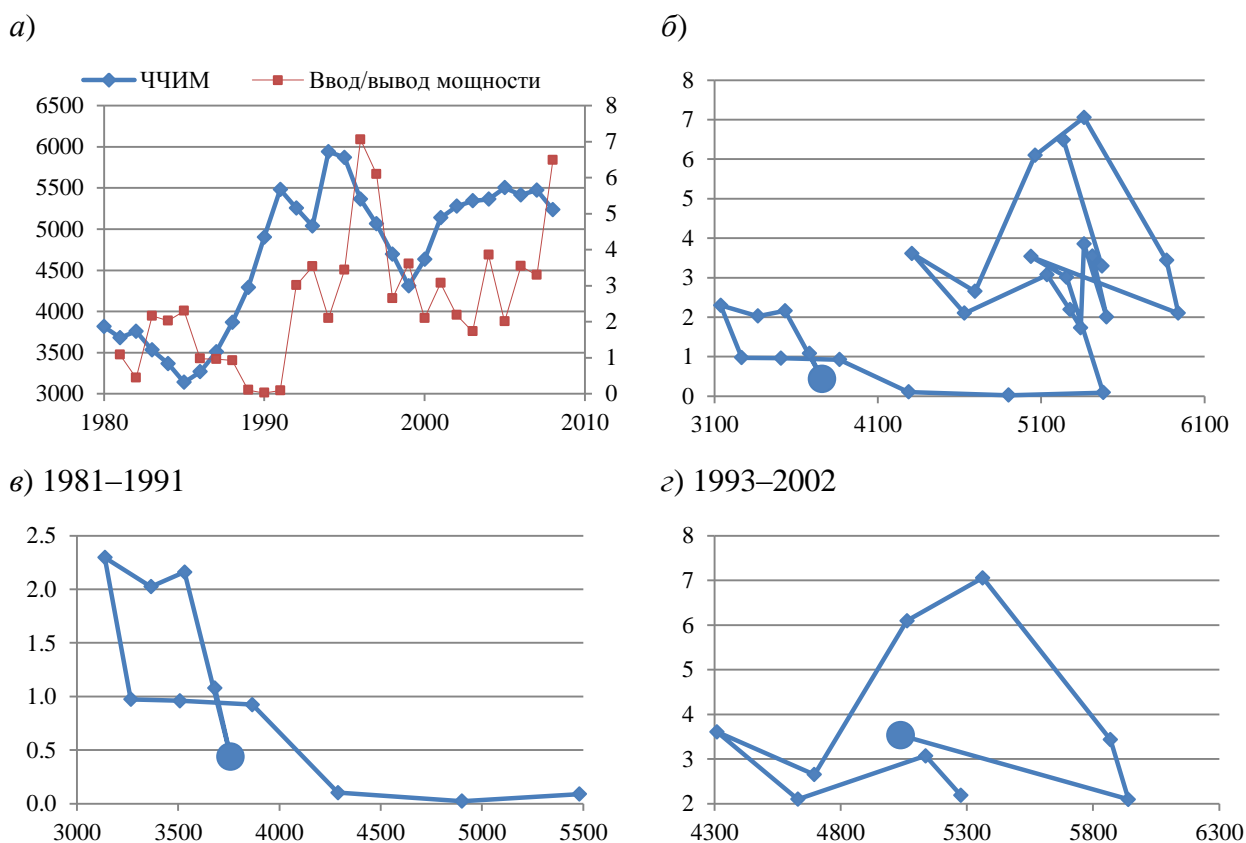
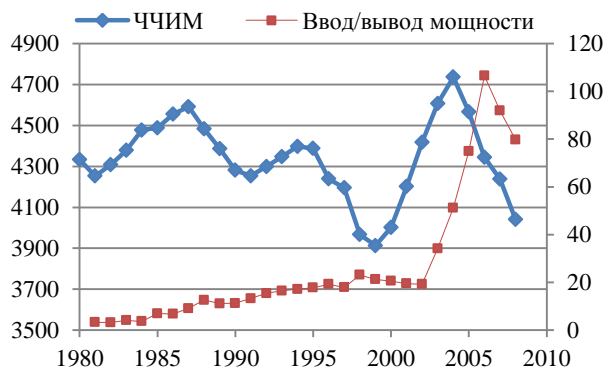


Рис. 6.18. Южная Корея

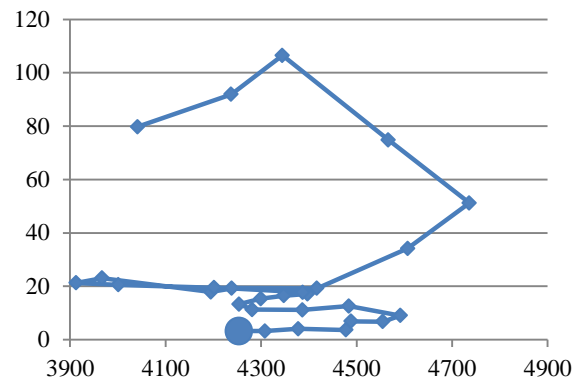
Зависимость роста ввода новых генерирующих мощностей – снижение ЧЧИМ можно увидеть в развитии энергетики Китая (рис. 6.19). Недостаточный объем ввода новых мощностей в Китае до 2003 г. на уровне 20 ГВт/год привел к росту ЧЧИМ начиная с 2000 г. Переход на качественно новый объем ввода генерирующих мощностей (до 106,505 ГВт в 2006 г. при мощности энергосистемы Китая 2005 г. 519 ГВт) вызвал снижение ЧЧИМ начиная с 2005 г. Снижение ЧЧИМ Китая последних лет нельзя объяснить массовым строительством возобновляемых источников. В Китае в 2008 г. на долю

новых вводов ветроэнергетики (6,26 ГВт) приходилось 93% вновь введенной мощности ВИЭ, при этом ЧЧИМ ветроэнергетики Китая 2008 г. составил 1213 час/год (табл. 4.3). Однако суммарная установленная мощность ветроэнергетики Китая в 2008 г. составила 12,17 ГВт или 1,5% суммарных мощностей страны.

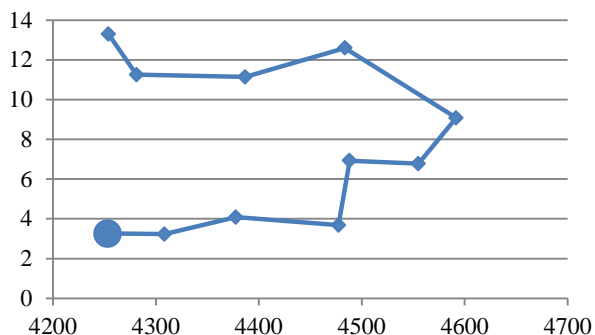
а)



б)



в) 1981–1991



г) 1992–2002

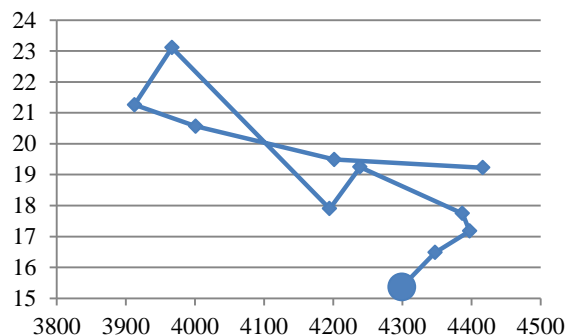


Рис. 6.19. Китай

На фазовой плоскости выделяются три цикла примерно одинаковой продолжительности ~11 лет в развитии энергетики (рис. 6.19):

- 1) 1981–1991 гг.;
- 2) 1992–2002 гг.;
- 3) цикл, начавшийся в 2002 г. и продолжающийся после 2008 г.

Сопоставление рис. 6.19 и 6.12 указывает на практически полную синхронизацию с динамикой, наблюдаемой в энергетике Новой Зеландии. Объяснить данное явление интегрированностью экономик, что наблюдалось при сравнении динамик США и Мексики (рис. 6.7, г и 6.8, в) невозможно. Связано ли это явление с 12-летним циклом солнечной активности и работами А.Л. Чижевского [55], требует отдельного исследования. При рассмотрении энергетики Китая следует принять во внимание темп роста экономики не менее 7%/год, чем, по-видимому, можно объяснить незамкнутость первых двух циклов. Столь высокие темпы экономического роста, вызывающие потребности в новых мощностях, позволяли переходить к росту ЧЧИМ без снижения объемов энергетического строительства, что нашло выражение в характере циклов на фазовых плоскостях (рис. 6.19, в и 6.19, г) в виде смещения нижней части циклов в области с более высокими значениями ординат (объемов новых вводов).

Можно предположить, что начиная с 2009 г. объем строительства новых мощностей в Китае будет не выше 80 ГВт/год, ЧЧИМ будет расти с 4041 часа в 2008 г. как минимум до ранее достигнутых значений 4600–4700 часов. Поэтому кривая на фазовой плоскости, описывающей китайскую энергетику 2000–2012 гг., будет выглядеть аналогичной кривой, изображенной на рис. 6.4, в, 6.7, з, 6.8, в.

На примере Индии можно видеть, что ЧЧИМ в первую очередь определяется технологическими возможностями совокупности электротехнических комплексов и систем потребителей, а не спросом со стороны не готовой к ее использованию экономики. При низком среднедушевом потреблении электроэнергии (150 кВт·ч/чел. год в начале 1980-х гг. и 655 кВт·ч/чел. год в 2008 г.), которое было и остается более чем в 10 раз ниже, чем в развитых странах, проблема невысокой загрузки генерирующих мощностей заключается не в отсутствии потребителей, не в проблеме малого удельного подушевого электропотребления, а в технологических возможностях совокупности потребителей обеспечить равномерность потребления. На примере Индии можно проследить, как технологический прогресс позволял системе электростанций демонстрировать длительный планомерный рост ЧЧИМ на фоне равномерного увеличения ее мощности с 1984 по 2000 г. – это самый длительный период роста из всех рассмотренных стран (рис. 6.20).

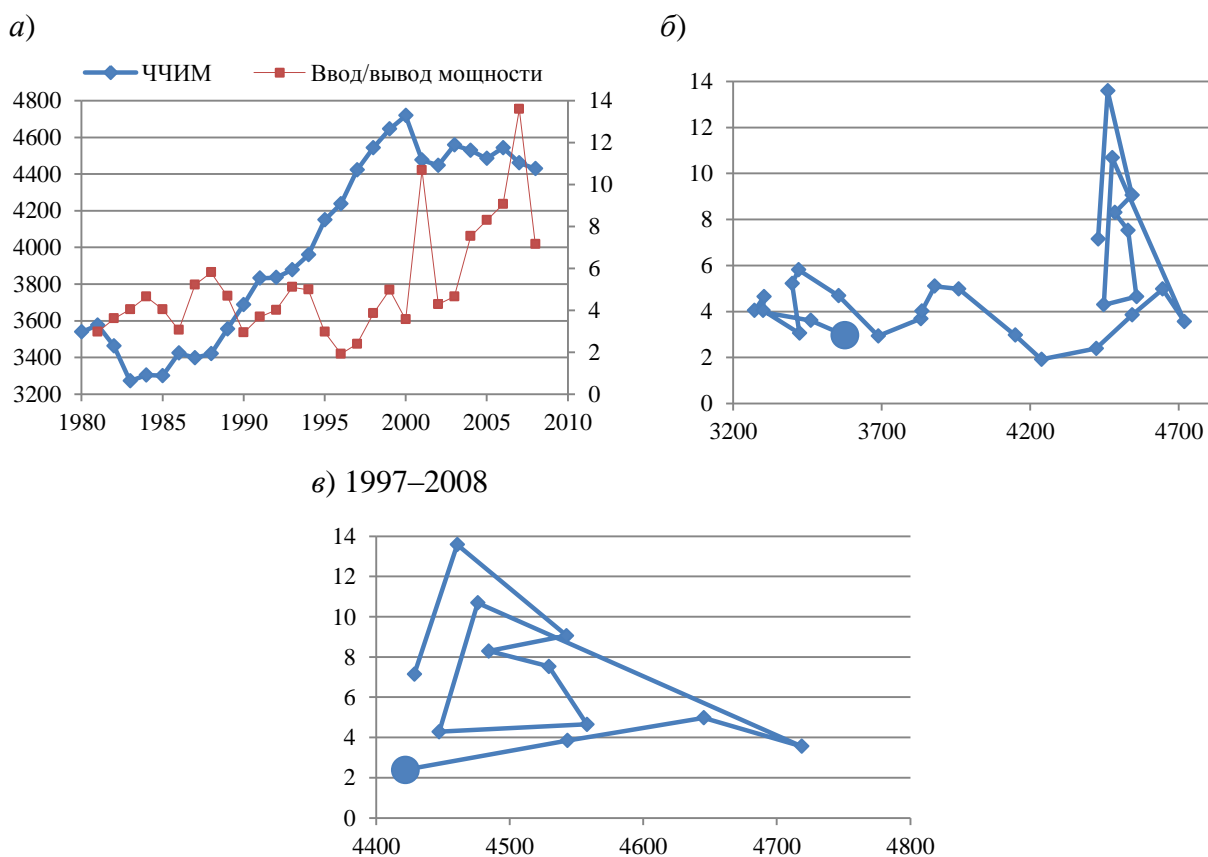
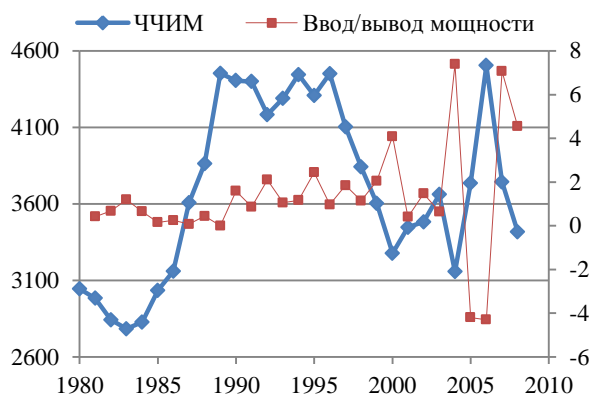


Рис. 6.20. Индия

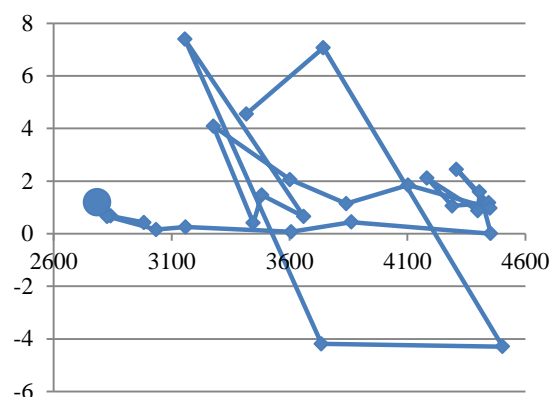
Увеличение объемов ввода новых мощностей с устоявшегося среднего значения в 3–3,5 ГВт /год до 10 ГВт привело к снижению ЧЧИМ с 4719 часов в 2000 г. до 4476 в 2001 г. Строительство электростанций в среднем 8 ГВт/год на протяжении 2001–2008 гг.

не позволило ЧЧИМ вернуться к ранее достигнутым величинам, что нашло отражение на фазовой плоскости (рис. 6.20, в). Двойной цикл, описывающий индийскую энергетику в 1997–2008 гг. (рис. 6.20, з), вращающийся против часовой стрелки, напоминает фазовую плоскость энергетики Австралии 1998–2008 гг. (рис. 6.13, з), подтверждает правоту рассматриваемой гипотезы и необходимость поиска общих закономерностей в развитии экономик стран, расположенных на разных материках. И снова нельзя не отметить, что эти периоды очень близки к 12-летнему интервалу изменения солнечной активности.

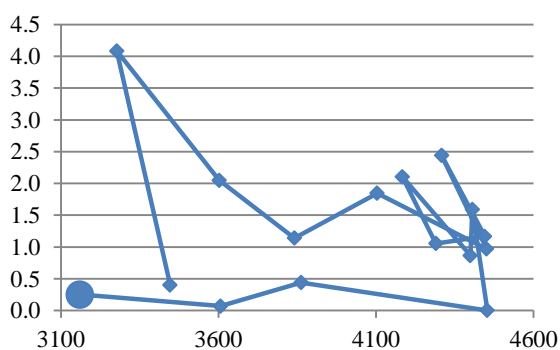
а)



б)



в) 1986–2001



з) 2001–2008

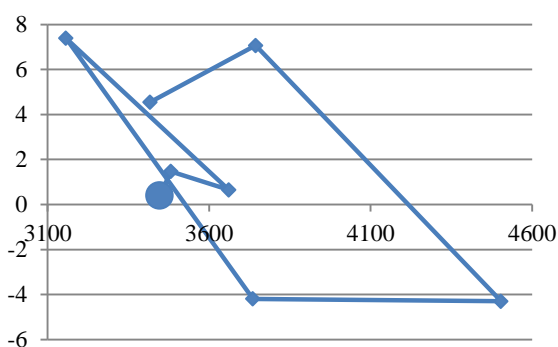


Рис. 6.21. Таиланд

Нестандартная и крайне неравномерная динамика ЧЧИМ Таиланда находит логичное объяснение при рассмотрении на фазовой плоскости. Можно выделить два цикла 1986–2001 гг. (рис. 6.21, в) и 2001–2008 гг. (рис. 6.21, з), вращающихся против часовой стрелки, на которых видна взаимосвязь между динамикой ЧЧИМ и объемом ввода новых энергетических мощностей.

ЧЧИМ Ирана увеличилось с 1796 часов в 1980 г. до 3788 часов в 2008 г. На фазовой плоскости можно видеть цикл 1990–2000 гг., иллюстрирующий снижение ЧЧИМ в период 1991–1995 гг. (рис. 6.22).

В Иране произошел рост объема нового строительства в 1999–2004 гг. при росте ЧЧИМ. С точки зрения модели «хищник–жертва» данное явление можно объяснить расширением ареала обитания как «жертв», так и «хищников». Как следует из рис. 6.6–6.21, подобное наблюдается крайне редко не только в развитых странах, где экстенсивное раз-

витие электроэнергетики завершилось, но и в странах с развивающейся экономикой, вызывающей электрификацию новых ниш народного хозяйства.

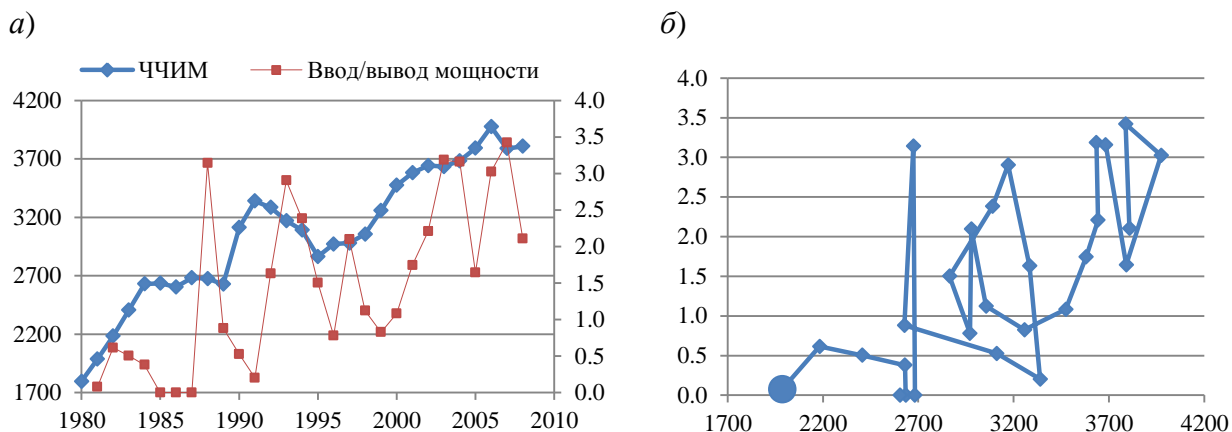


Рис. 6.22. Иран

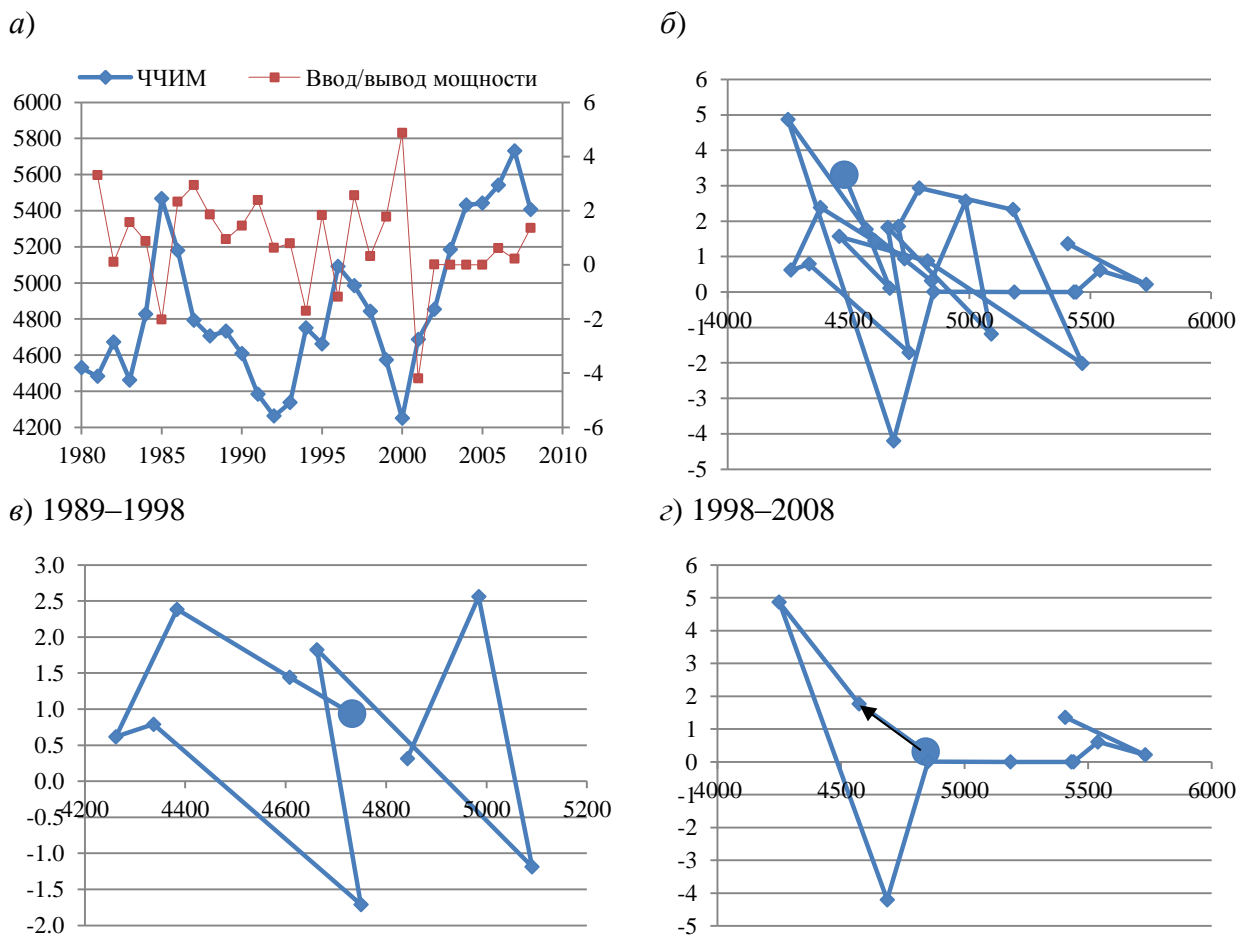


Рис. 6.23. ЮАР

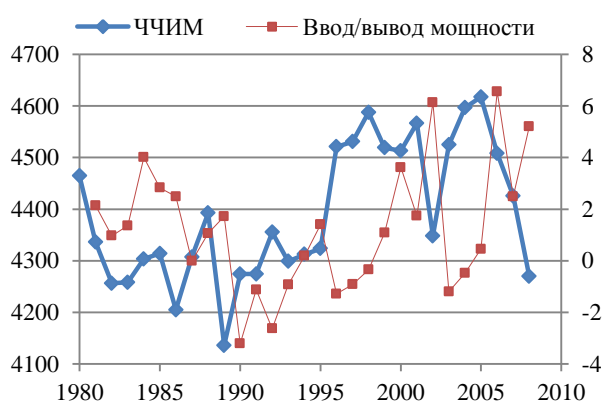
Как можно видеть из предыдущих рисунков, рост эффективности использования энергетического оборудования, как и доступности электроэнергии является объективным процессом, который прослеживается в развитии энергосистем всех рассмотренных стран (кроме Японии после 1991 г.).

Характерной особенностью энергетики ЮАР является высокий уровень ЧЧИМ в начале 1980-х гг. (4600–4700 ч/год). Столь эффективное использование энергетических мощностей 30 лет назад можно было наблюдать только в СССР и Канаде (рис. 6.35). До сих пор подобный уровень ЧЧИМ не достигнут в таких высокотехнологичных странах, как США, Австралия, Германия, несмотря на долгосрочный тренд повышения эффективности использования энергетических мощностей.

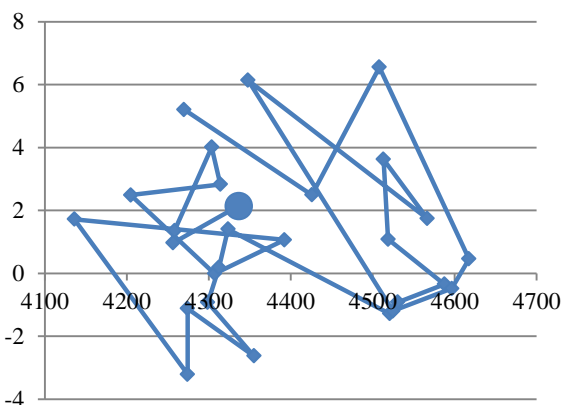
На фоне повышения ЧЧИМ до еще более высокого значения – 5731 часов в 2007 г., рост объема ввода новых мощностей с 1986 по 1992 г. и с 1997 по 2000 г. приводил к снижению ЧЧИМ. Это в свою очередь было причиной полного отсутствия нового строительства в 2002–2005 гг. и незначительных новых вводов мощностей в основном возобновляемых источников энергии после 2005 г. (рис. 6.23, в и 6.23, з).

Рассмотрение эволюционной динамики энергосистем ведущих экономик мира будет неполным без стран Европы, особенностью которых являются энергетические балансы, характеризующиеся значительными межгосударственными перетоками электроэнергии. Кроме этого Европа является лидером по использованию возобновляемых источников энергии, поэтому при анализе ЧЧИМ европейских стран большее внимание будет уделено ВИЭ.

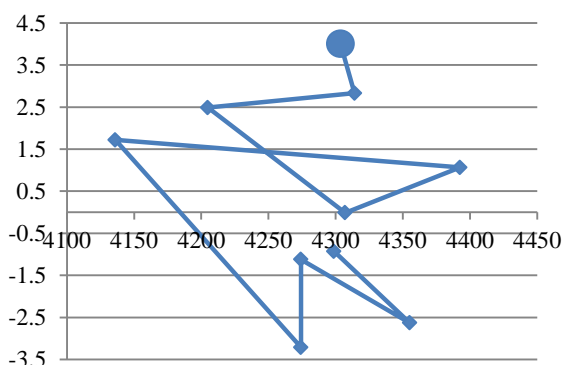
а)



б)



в) 1984–1991



з) 1998–2008

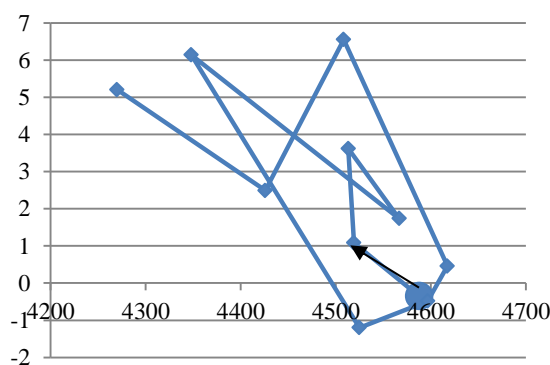


Рис. 6.24. Германия

Наиболее мощная европейская энергосистема в Германии. Так как с 1980 г. территория Германии претерпела значительные изменения, при построении графиков энерге-

тики Германии до 1990 г. брались данные ФРГ, а с 1991 г. – объединенной энергосистемы Германии (рис. 6.24).

Фазовая диаграмма 6.24, *в* показывает, как в результате вывода оборудования из эксплуатации части электростанций на территории Восточной Германии в 1990–1993 гг. удалось сохранить загрузку оборудования объединившейся энергосистемы Германии, несмотря на экономический спад в немецкой экономике. В развитии энергетики Германии после завершения переходных процессов объединения, начиная с 1996 г., можно видеть характерное движение точки на фазовой плоскости против часовой стрелки (рис. 6.24, *з*).

В Великобритании произошел рост ЧЧИМ с 3700 часов в 1980–1983 гг. до 4400 часов после 1992 г. (рис. 6.25). На фазовой плоскости Великобритании можно выделить цикл, демонстрирующий, как новое энергетическое строительство в 1,164 ГВт в 1987 г., 1,962 ГВт в 1988 г. и 4,904 ГВт в 1989 г. (при мощности энергосистемы по состоянию на 1986 г. 66,5 ГВт) привело к снижению ЧЧИМ с 4188 часов до 3951 часа (рис. 6.25, *в*). Снижение ЧЧИМ Великобритании 2006–2008 гг. происходило на фоне практически полного отсутствия ввода новых тепловых мощностей за счет снижения потребления электроэнергии. (В 2007 г. В Великобритании было введено 0,52 ГВт мощностей ветроэнергетики из суммарного ввода 0,89 ГВт, в 2008 г.: 0,93 ГВт из 1,1 ГВт.) На фазовой плоскости Великобритании 2001–2008 гг. (рис. 6.25, *з*) можно наблюдать цикл, в котором точка на фазовой плоскости совершает движение против часовой стрелки.

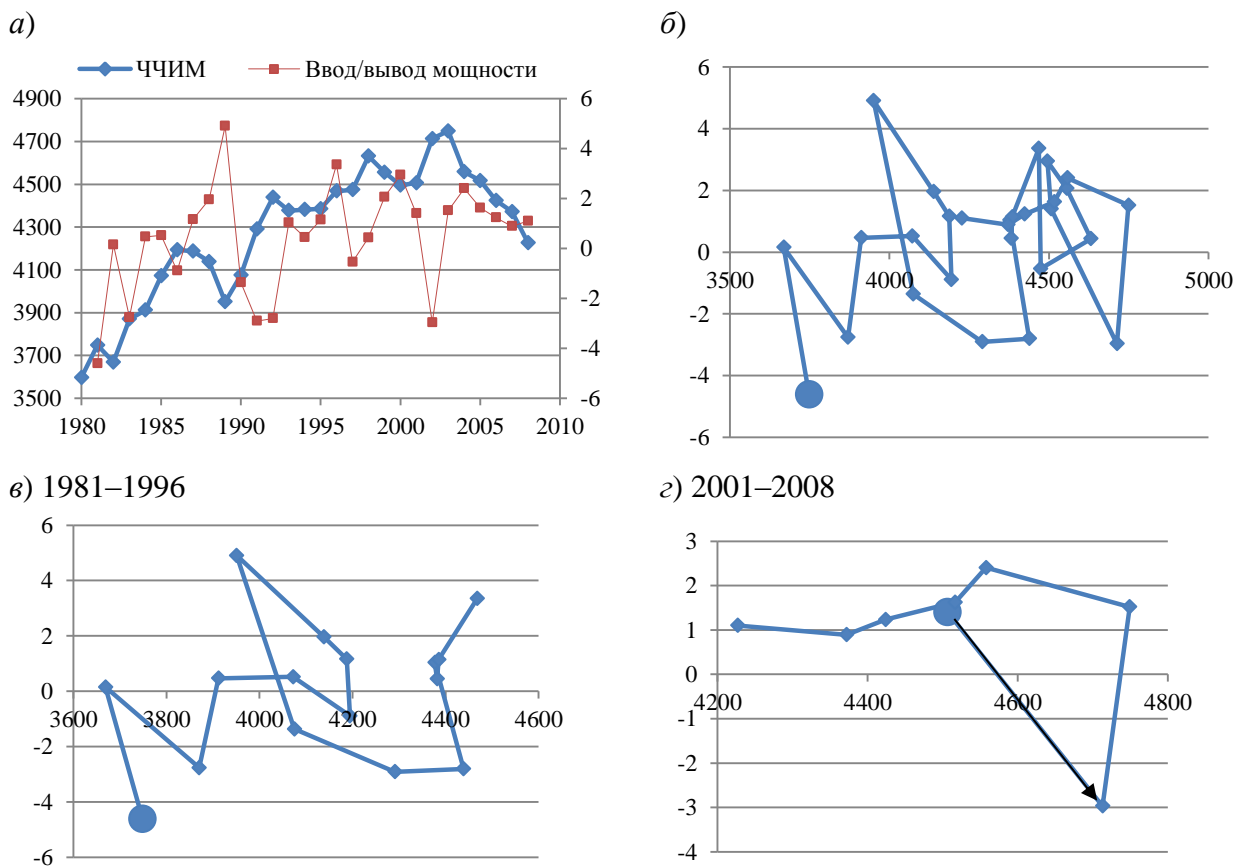


Рис. 6.25. Великобритания

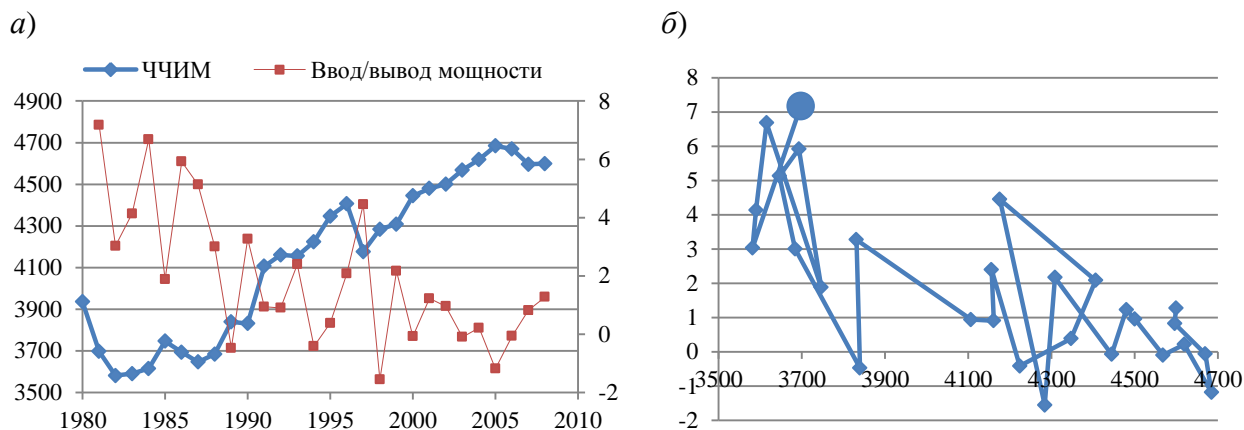
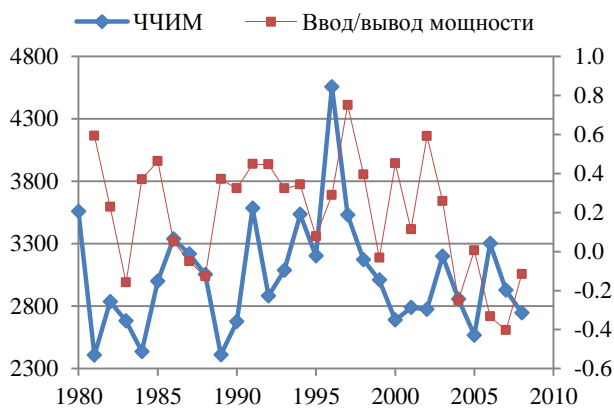


Рис. 6.26. Франция

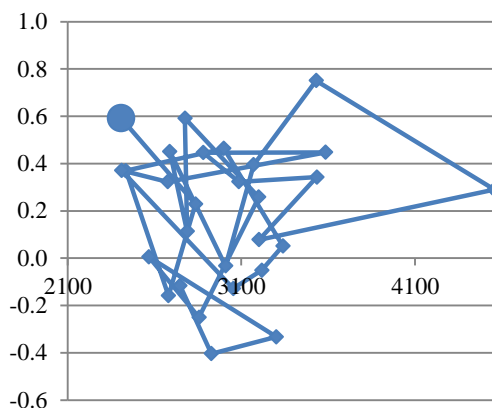
Во Франции переход ЧЧИМ с уровня менее 3700 часов 1981–1988 гг. на уровень 4600 часов 2003–2008 гг. произошел на фоне снижения объемов строительства новых мощностей (рис. 6.26). Изменение этой динамики – возврат объемов энергетического строительства в 1996–97 гг. к величинам, характерным в 1980–1988 гг., вызвал снижение ЧЧИМ и формирование цикла на фазовой плоскости. После 1998 г. объемы нового строительства снизились практически до нулевого уровня. Рост ввода новых мощностей 2007–2008 гг. вызван строительством ветрогенерации (0,81 из 1,2 ГВт в 2007 г. и 0,82 из 1,277 ГВт в 2008 г.). Таким образом, как Франция, так и Великобритания демонстрируют, что абсолютное большинство новых мощностей вводится на основе возобновляемых источников энергии.

Для анализа влияния ввода ВИЭ на эволюционную динамику энергосистемы, рассмотрена относительно небольшая энергосистема Дании, где доля этих источников является на протяжении длительного периода времени максимальной в мире (табл. 6.1). Интенсивно происходящий процесс роста генерации электроэнергии за счет ВИЭ в Дании стабилизировался в 2004–2009 гг. (рис. 6.27, д), достигнув максимального уровня в мире по состоянию на 2008 г. (33% по мощности и 30% по производству (табл. 6.2)). Пауза была обусловлена необходимостью трансформации энергосистемы для приема изменяющейся во времени генерации, зависящей от природных условий, а не от потребности потребителей. Отличием Дании от ранее рассмотренных стран является отсутствие долгосрочной растущей динамики ЧЧИМ, при этом начиная с 2003 г. страна выводит из эксплуатации ранее созданные мощности. До начала снижения установленной мощности на фазовой плоскости выделяются два цикла (1984–1990 и 1994–1999 гг.), направленные против часовой стрелки (рис. 6.27, в и 6.27, г).

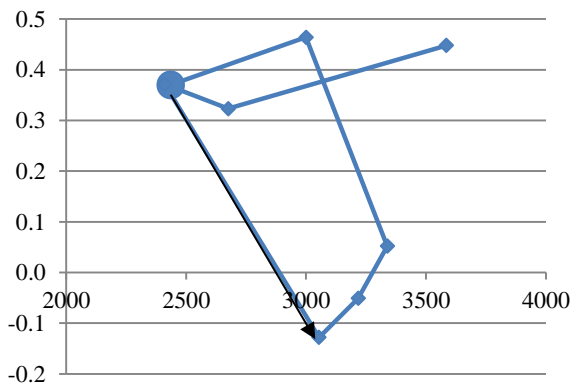
а)



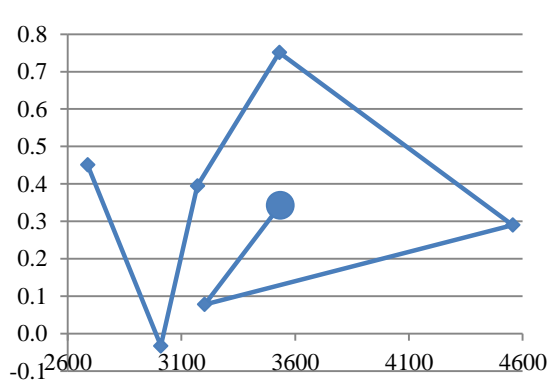
б)



в) 1984–1991



г) 1994–2000



д) производство электроэнергии ВИЭ без ГЭС

(млрд кВт·ч/год левая шкала – мир, правая – Дания)

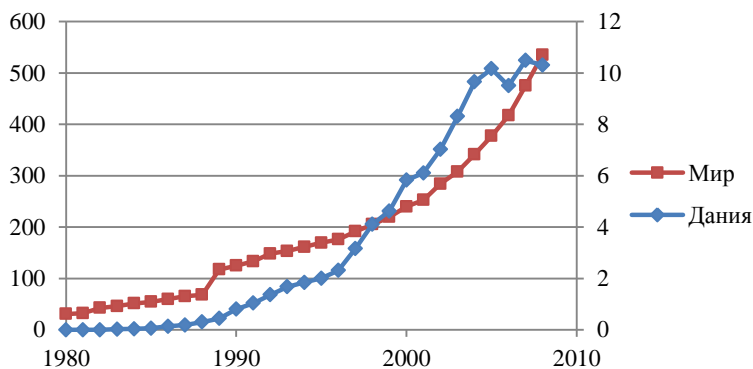
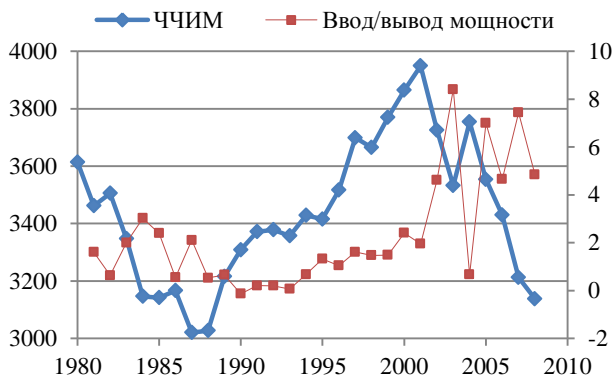


Рис. 6.27. Дания

На первый взгляд изменение ЧЧИМ Испании выглядит случайным образом, однако это находит объяснение при совместном рассмотрении этого показателя с динамикой мощности энергосистемы при изображении на фазовой плоскости. В развитии энергетики Испании после 1980 г. выделяется два периода: с 1980 по 1996 и с 1996 по 2008 г. Первому периоду соответствует замкнутый цикл в левой нижней части фазовой плоскости (рис. 6.28, б). Второй период представлен не завершенным циклом, начавшимся в 1990-х гг. Растущий массовый ввод в эксплуатацию ветроэнергетики в Испании, также

как и в Германии не повлиял на описываемые общие закономерности в развитии энергосистем стран с рыночной экономикой.

а)



б)

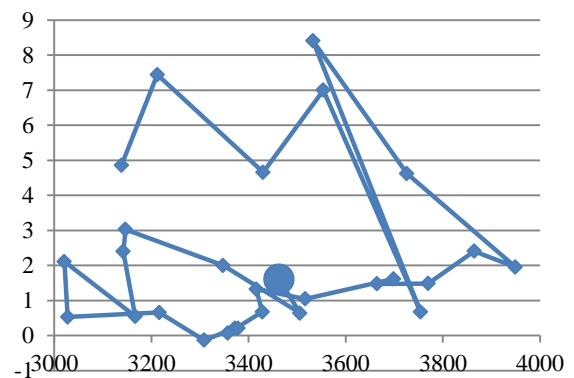
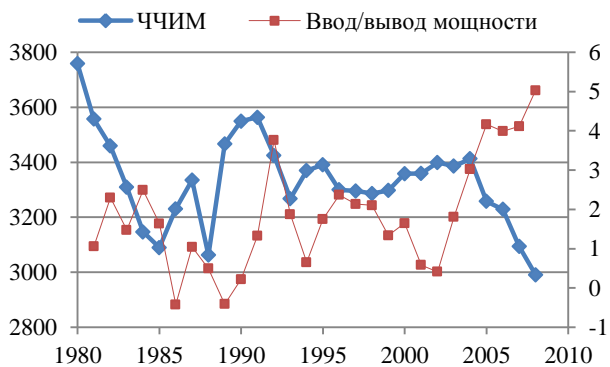


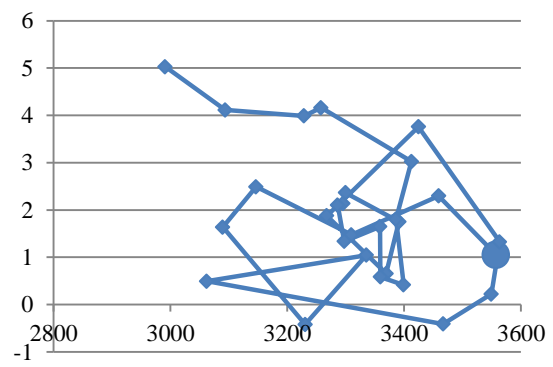
Рис. 6.28. Испания

Развитие энергетики Италии также соответствует модели «хищник–жертва». На рис. 6.29 с изображен цикл, направленный против часовой стрелки, описывающий динамику энергетики Италии 1981–1991 гг. Высокие объемы ввода мощностей 1980–1985 гг. вызвали снижение ЧЧИМ с 3758 часов в 1980 г. до 3090 часов в 1985 г., что вызвало уменьшение энергетического строительства до нулевых объемов на следующее пятилетие.

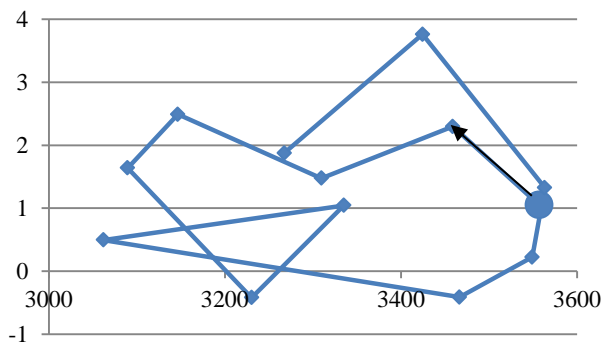
а)



б)



в) 1981–1993



г) 1995–2008

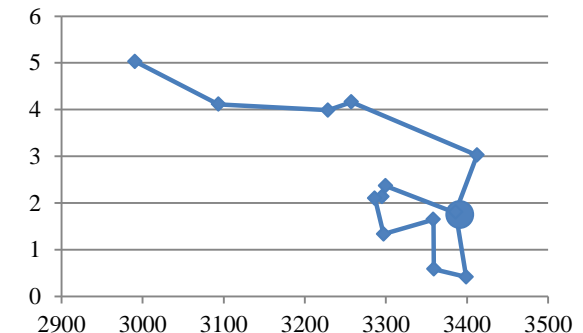


Рис. 6.29. Италия

Начиная с 2002 г. наблюдается рост объемов нового энергетического строительства при относительно невысоком ЧЧИМ (3999 часов). Соответственно в рамках модели

«хищник-жертва» рост численности «хищников» привел к сокращению числа «жертв». ЧЧИМ Италии снизился до самого низкого значения среди всех рассмотренных стран по состоянию на 2008 г. (2991 час). Подобная эффективность использования мощностей энергосистемы соответствует уровню Таиланда начала 1980-х гг., Ирана конца 1980-х гг.

Следствием значительного строительства новых мощностей в Италии стала самая высокая стоимость электроэнергии в Европе [53]: она выше, чем в Дании, Германии, Испании – странах со значительно более интенсивным развитием ВИЭ (рис. 6.30).

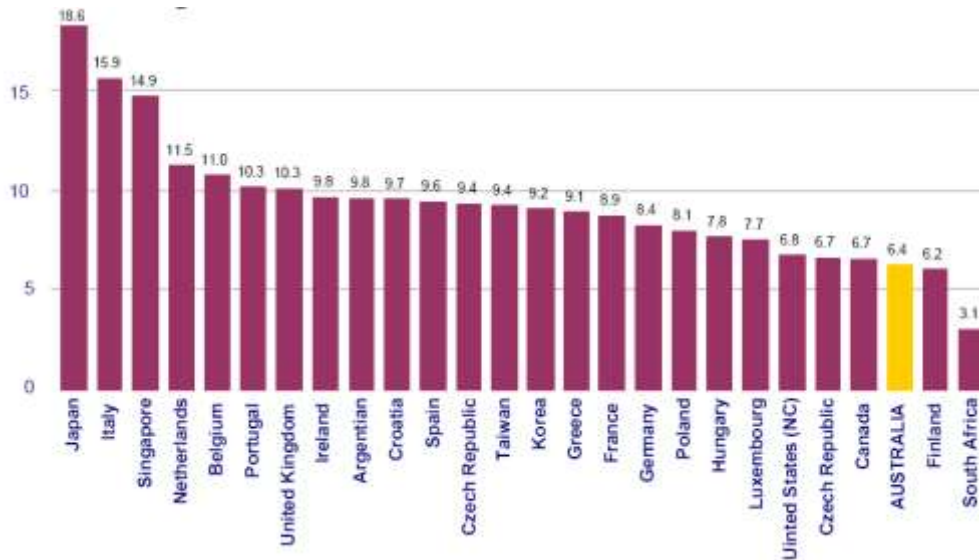
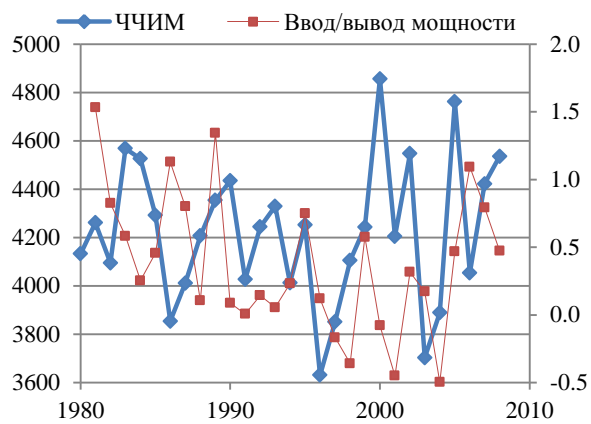


Рис. 6.30. Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей, в центах 2010 г. [138]

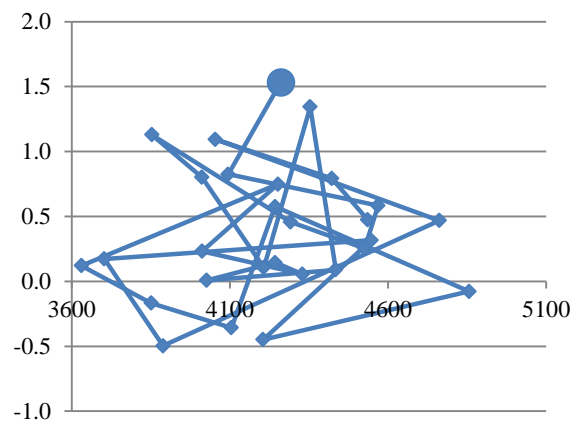
На фазовой плоскости энергетики Норвегии можно видеть характерные черты краткосрочных скачкообразных изменений ЧЧИМ от 3700 до 4700 часов, что характерно для страны с преобладающей долей гидроэнергии. Невозможность выделить на фазовой плоскости каких-либо элементов развития динамической системы указывает на тот факт, что норвежскую энергосистему нельзя рассматривать как изолированную (рис. 6.31). Увеличение амплитуды колебаний ЧЧИМ с 3854–4569 часов в 1980-х до 3631–4857 часов после второй половины 1990-х гг. на фоне снижения периода колебаний ЧЧИМ между граничными значениями обусловлено ростом значений межгосударственных перетоков электроэнергии, объем которых зависит от колебаний водности гидросистемы. В связи с этим является целесообразным сопоставление Норвегии с другими странами Европы, на рынке которых происходит демпфирование колебаний объемов выработки электроэнергии ГЭС Скандинавского полуострова.

С другой стороны, увеличение количества совместно рассматриваемых энергосистем приводит к усреднению и сглаживанию характерных черт, присущих каждой национальной экономике (рис. 6.32).

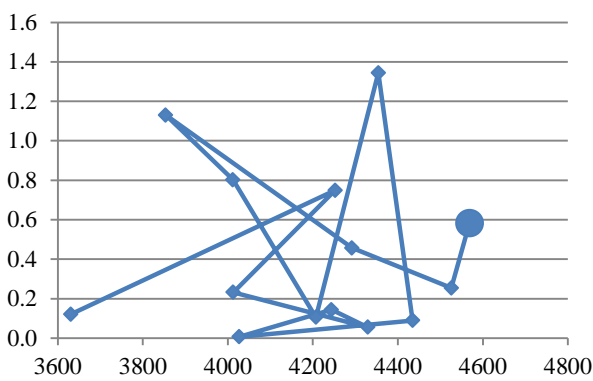
а)



б)



в) 1983–1996



г) 1997–2008

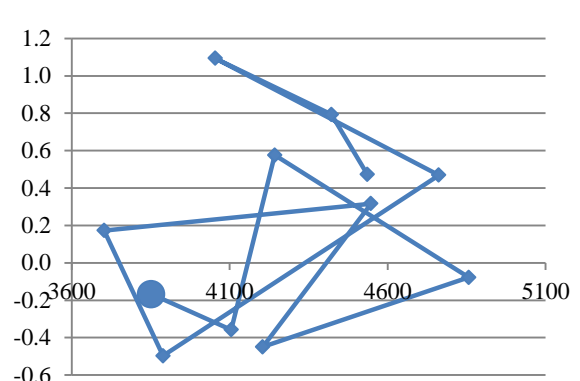
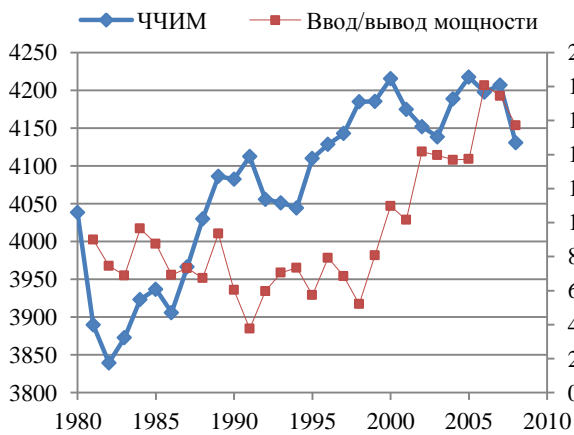


Рис. 6.31. Норвегия

а)



б)

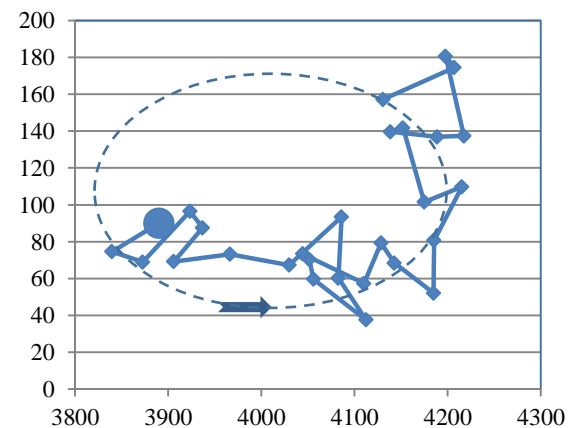


Рис. 6.32. Мир

При максимально возможном расширении до всех мировых энергетических мощностей совместно можно отметить следующие тенденции:

- рост ЧЧИМ до 1999 г. при постоянном объеме нового энергетического строительства (60–80 ГВт/год) – горизонтальная часть фазовой диаграммы;
- равномерное увеличение объемов энергетического строительства в XXI в. до 160 ГВт/год при стабилизации ЧЧИМ на уровне 4200 часов в год в 2000-х гг.;

- значительное увеличение объемов энергетического строительства и снижение ЧЧИМ в результате массового развития возобновляемых источников в 2010-х гг.

Таким образом, как и для отдельных энергосистем для мировой энергетики характерно формирование как минимум части цикла на фазовой плоскости, вращающегося против часовой стрелки. Только в отличие от ранее рассмотренных графиков, в результате наложения разновременных и разнонаправленных процессов в различных государствах период этого цикла не порядка 12, а значительно более 40 лет (1980–2020 гг.) и, по видимому, не менее 60 лет.

Таким образом, использование модели «хищник–жертва» позволило выявить ряд следующих внутренних связей и закономерностей, характерных для всех крупных энергосистем с 1980 г. до экономического кризиса 2008 г., показало следующее.

1. Эффективность использования установленной мощности энергосистемы и изменение ее мощности являются взаимосвязанными мезоэкономическими параметрами. Рост мощности энергосистемы, опережающий увеличение потребности экономики, всегда приводил к снижению эффективности использования установленной мощности, что в свою очередь вызывало как увеличение издержек генерации, так и снижение ЧЧИМ даже в случае поддержки государством неизменной с учетом инфляции цены электроэнергии (как это происходило в США). При недостаточном регулировании ценообразования, рост цен на электроэнергию в результате увеличения издержек являлся дополнительным фактором уменьшения загрузки генерации за счет снижения потребления вследствие увеличения цен на электроэнергию.

2. Объем потребления электроэнергии определяется не возможностью генерации, а способностью экономики обеспечить потребление электроэнергии, поэтому выявить взаимосвязь между составом энергетического оборудования в энергосистеме и ЧЧИМ не представляется возможным (приложение б).

3. Попытки любого государства увеличить мощность энергосистемы сверх объективного роста потребления, в том числе в результате формирования задела для обеспечения завышенного прогнозного объема электропотребления, всегда приводили к снижению эффективности использования энергетических мощностей.

4. ЧЧИМ фактически является сбалансированным мезоэкономическим показателем, характеризующим эффективность работы энергосистемы любой страны, и может выступать как инструмент контроллинга эффективности инвестиций в электроэнергетику.

На основании анализа всех энергосистем мощностью более 30 ГВт стран с рыночной экономикой можно указать границы применимости модели хищник-жертва для исследования взаимосвязи ЧЧИМ и изменения мощности энергосистемы:

- не убывающая динамика потребления электроэнергии на протяжении длительного периода (12 лет);
- относительная стабильность технологий производства электроэнергии (доля ВИЭ хоть и увеличивается, но не превышает 20%);
- не высокая доля экспорта электроэнергии, особенно энергии ГЭС для регулирования режимов работы соседних энергосистем.

Для отечественной энергетики в ближайшие 25–30 лет ни один из перечисленных факторов не будет лимитирующим. Поэтому методы теории эволюционной динамики могут быть применимы для анализа взаимосвязи объемов нового строительства электростанций и эффективности их использования.

6.3. Мониторинг ЧЧИМ – инструментарий контроллинга результативности реализации альтернативной концепции

Обеспечить электроэнергией растущие потребности экономики можно как увеличением мощности энергетического оборудования в результате нового строительства, так и в результате более эффективного использования существующих мощностей. Первый путь выбран в качестве базового в ДК, второй является альтернативным, возможным к реализации в случае принятия основных положений АК. В результате построения систем жизнеобеспечения, сфокусированного на снижении пиковой нагрузки на энергосистему, возможно выровнять график нагрузки и обеспечить повышение эффективности использования генерирующих мощностей.

Таблица 6.2

Потребность отрасли в новой мощности гидроэлектростанций, атомных электростанций и конденсационных электростанций (зона централизованного электроснабжения), млн кВт

	Базовый вариант			Максимальный вариант		
	2010	2015	2020	2010	2015	2020
Необходимая установленная мощность электростанций	245,5	297,5	347,4	256,2	326,2	397,7

Базовый вариант увеличения мощности энергосистемы хорошо исследован. Например, в приложении 3 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., утвержденной Распоряжением Правительства № 215-р от 22.02.2008 г., указана необходимая установленная мощность централизованного электроснабжения к 2020 г.; 347,4 ГВт в базовом варианте и 397,7 ГВт в максимальном варианте [8] (табл. 6.2). По истечении 10 лет после утверждения этого документа Правительством Российской Федерации стало очевидным, что указанные значения являются завышенными. Поэтому представляет интерес провести сопоставление уровня эффективности использования энергетического оборудования СССР и России с другими государствами. ЧЧИМ – отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за установленный интервал времени 4900 час/год был достигнут в СССР, Канаде, ЮАР и т.д. в середине 1980-х гг. (В 2007 г. ЧЧИМ энергетики Канады составил 4893, ЮАР – 5720, Южной Кореи – 5504 час/год). Если до 1990 г. СССР занимал лидирующие позиции, уступая в некоторые года только ЮАР, то утратив лидирующие позиции по данному показателю, Россия отставала в 2008 г. от таких стран, как Южная Корея, Индонезия, Ямайка, технологическое развитие которых и значение ЧЧИМ значительно уступало СССР (рис. 6.33).

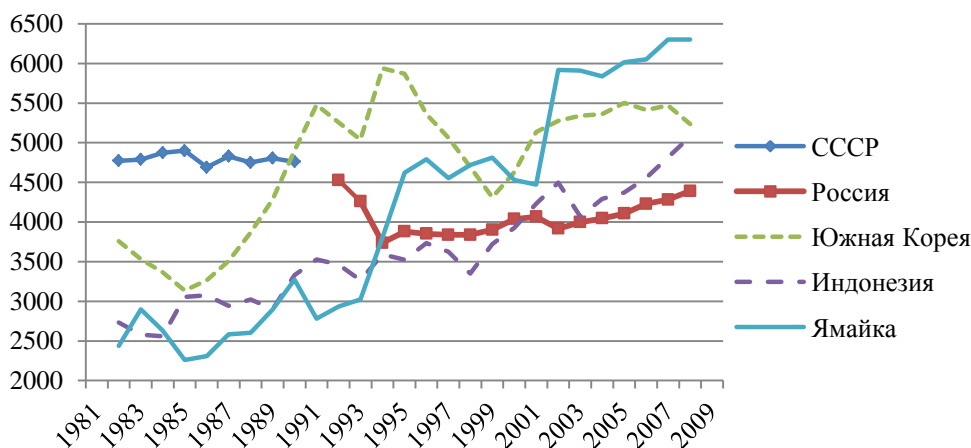


Рис. 6.33. ЧЧИМ стран с наиболее высокой величиной ЧЧИМ (Ямайки, Южной Кореи, Индонезии) и ЧЧИМ России

ЧЧИМ Российской Федерации находится на одном уровне с Бразилией, Индией и Китаем (рис. 6.34), в то время как страны, находившиеся на сопоставимом уровне с СССР по эффективности использования энергетических мощностей – ЮАР и Канада, значительно ее опережают. На рис. 6.35 и 6.36 можно видеть, что с уровня 4500 часов в год 1980 г., который в СССР был достигнут на тридцать лет ранее – в 1950 г. и уверенно преодолен в начале 1970-х гг. (см. рис. 2.19), энергетика Канады перешла на 5000 часов в год (линия тренда на рис. 6.35), а ЮАР – на 5500 часов в год. Данная закономерность является одной из причин самой низкой стоимости электроэнергии в этих странах.

Анализ развития энергетик ряда стран указывает, что ЧЧИМ 6000 часов в год и более является вполне технологически достижимым параметром. Например, ЧЧИМ энергетики острова Ямайка начиная с 2001 г. уверенно держится на уровне выше 5900 часов в год и превысило 6300 часов в год в 2007–2008 гг. (рис. 6.17, а).

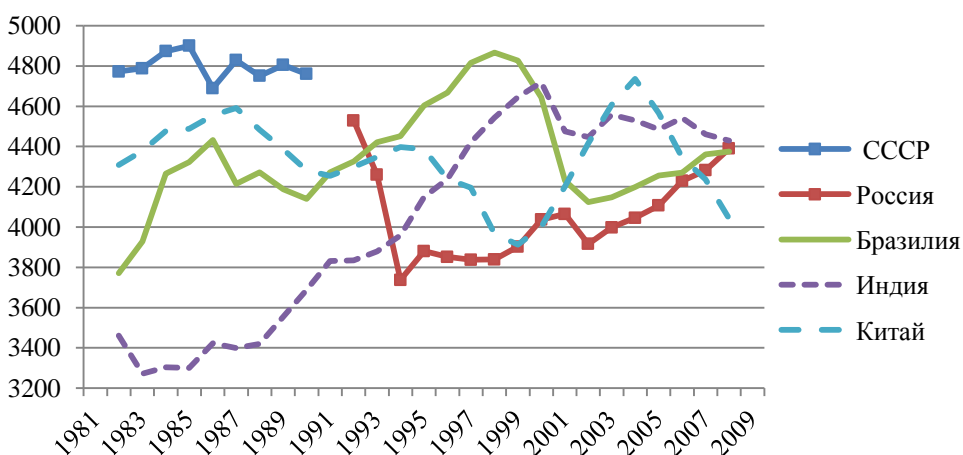


Рис. 6.34. Динамика ЧЧИМ стран БРИК

Поэтому объективно существует технологическая возможность обеспечить уровень ЧЧИМ энергетики европейской части Российской Федерации 5500–5700 часов в год, а восточных регионов – не менее 5800 часов в год. Исходя из данных значений, при известном объеме потребления электроэнергии можно определить необходимую и достаточную мощ-

ность энергосистемы для обеспечения надёжного энергоснабжения и экономического развития, значения которой будут альтернативой данным, приведенным в табл. 6.2. А в качестве параметра, характеризующего эффективность развития энергетики, использовать не прирост мощности энергосистемы, а ее ЧЧИМ. В результате мониторинг динамики ЧЧИМ станет инструментарием контроллинга результативности реализации АК и эффективности использования инвестиций, направляемых на развитие электроэнергетики.

Можно предложить следующий подход для определения ЧЧИМ, при котором достигается наиболее эффективное использование оборудования. Из количества часов в году вычитается время, необходимое для технического обслуживания и ремонтных работ. В остальное время наилучшему достижимому результату будет соответствовать работа оборудования в номинальном режиме.

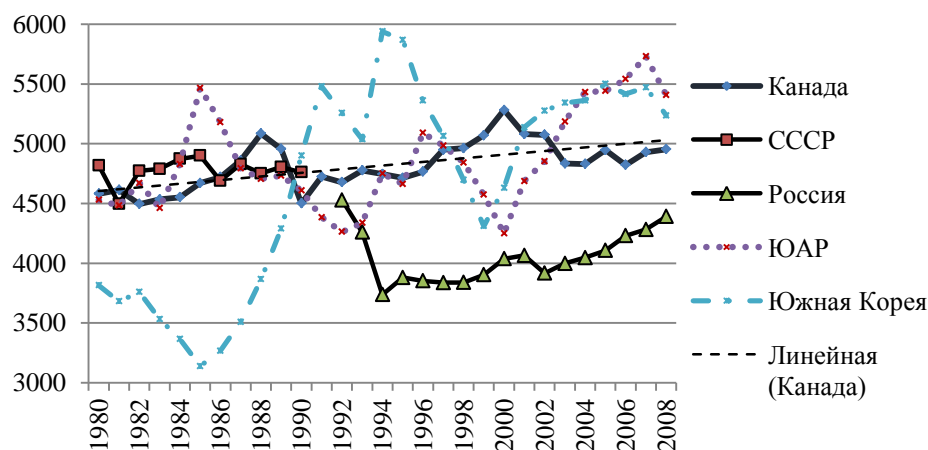


Рисунок 6.35 Динамика ЧЧИМ стран лидеров по состоянию на 1980 г. и Южной Кореи (линия тренда указывает динамику ЧЧИМ Канады)

Для традиционных тепловых конденсационных электростанций это значение обеспечивает наибольшую эффективность использования оборудования с минимальным расходом топлива на протяжении всего года. Такому режиму работы в настоящее время в наибольшей степени соответствует функционирование атомной энергетики.

Для станций, интегрированных в систему теплоснабжения, ЧЧИМ определяется исходя из максимального покрытия теплового потребления. Работа без утилизации попутного тепла (для паросилового оборудования в конденсационном режиме) в местах, имеющих тепловую нагрузку и соответственно высокую плотность населения, не целесообразна. Так как в результате создания баков-аккумуляторов тепла распределённая когенерация будет иметь возможность функционирования по графику электрических, а не тепловых нагрузок, тем самым обеспечивая пиковый спрос на электроэнергию, ее функцией будет не производство наибольшего возможного объема электроэнергии, а согласование графика спроса с базовым режимом атомных и крупных тепловых электростанций, а по мере роста доли ВИЭ с их зависящим от природных условий графиком генерации.

Для ветровой и солнечной энергетики ЧЧИМ задается наилучшими мировыми значениями, динамика которых рассмотрена в приложении 4.

В заключение этого раздела остановимся на не относящейся к теме исследования, но представляющей интерес для дальнейшего изучения закономерности. Это достаточно близкий к 12-летним солнечным циклам период увеличения-снижения объемов ввода новых энергетических мощностей и изменения эффективности их загрузки. Итак, в результате применения методов теории эволюционной динамики к анализу закономерностей развития систем, состоящих из совокупности электростанций, для всех крупных государств в 1981–2008 гг. выявлен идентичный характер поведения на фазовой плоскости в координатах (время использования установленной мощности электростанций; изменение их мощности). Это появление циклов, совершающих обращение против часовой стрелки. Эти циклы можно объединить по времени их начала, а некоторые страны сгруппировать следующим образом:

1) начало цикла 1981 г. или ранее:

• Новая Зеландия – 1981–1991 гг.; Тайвань – 1981–1991 гг.; Южная Корея – 1981–1989 гг.; Китай – 1981–1991 гг.;

• Аргентина – 1981–1993 гг.;

• Италия – 1981–1993 гг.; Испания – 1982–1995 г.;

2) начало цикла около 1992 г.:

• США – 1992–2006 гг.; Мексика – 1993–2006 гг.; Канада – 1995–2007 г.;

• Бразилия – 1989–2201 гг.;

• Индонезия – 1988–2000 гг.; Япония – 1987–1999 г.;

• Южная Корея – 1993–2005 г.; Китай – 1992–2002 г.;

• Иран – 1990–2002 г.;

• ЮАР – 1989–2001 г.;

3) начало цикла в 1998 г. с окончанием в 2008 г. или после периода наблюдения:

• Аргентина – 1998 г.; Австралия – 1998 г.; Германия – 1998 г.; Индия – 1997 г.;

(общее для всех: удовлетворительная обеспеченность собственными природными ресурсами и угольная энергетика – основа топливно-энергетического баланса в XX в. (кроме Аргентины));

• Таиланд – 2001 г.; Китай – 2002 г.

Объединение столь разных экономик в подгруппы может происходить по территориальному признаку, структуре топливно-энергетического баланса, степени обеспеченности собственными природными ресурсами и т.п.

Выводы к главе 6

1. Сбалансированность элементов тетрады, повышение эффективности функционирования системы энергоснабжения как целого оказывает значимо большее влияние на такие ключевые показатели, как динамика ЧЧИМ, удельные расходы топлива на производство электроэнергии, в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии при условии максимизации результатов своей хозяйственной деятельности каждым экономическим объектом. Обеспечить элек-

троэнергией растущие потребности экономики можно как в результате роста количественных показателей (увеличения мощности энергетического оборудования в результате нового строительства), так и путем роста структурной устойчивости электроэнергетики за счет более эффективного использования действующих мощностей. Первый путь выбран в качестве базового в настоящее время в Российской Федерации. Второй является альтернативным, возможным к реализации в случае принятия АК.

2. На основе применения теории динамических систем выявлены 12-летние циклы, характерные для динамики большинства энергосистем в 1980–2008 гг., вращающиеся против часовой стрелки на фазовой плоскости с координатами изменения мощности энергосистемы – число часов использования установленной мощности.

3. Повышение эффективности использования мощностей – объективный долгосрочный процесс развития традиционной энергетики в мире, который приводил не только к сокращению доли постоянных издержек в цене электроэнергии, но и к уменьшению удельного расхода топлива за счет работы оборудования в режимах, близких к оптимальным. Объем потребления электроэнергии определяется не возможностью генерации, а способностью экономики обеспечить потребление электроэнергии. Попытки любого государства увеличить мощность энергосистемы сверх объективного роста потребления, в том числе в результате формирования задела для обеспечения завышенного прогнозного объема электропотребления, всегда приводили к снижению эффективности использования энергетических мощностей.

Глава 7.

ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ И ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

7.1. Анализ прогнозов электропотребления

Так как электроэнергетика является одной из самых капиталоемких отраслей экономики, вопросу прогнозирования объемов потребления электроэнергии на всех этапах ее развития уделялось серьезное внимание [36, 44, 72, 145, 218, 403, 405, 475, 572, 573].

С одной стороны, действующая методология составления прогнозов декларирует, что потребитель является центральной фигурой. Он, как участник рыночного процесса является определяющим при покупке конечного продукта – электроэнергии. Но с другой стороны, в частности при разработке Энергетической стратегии России, спрос на энергетические ресурсы принимается как извне заданный параметр. Этот параметр – итог расчета Министерства экономического развития на основе различных сценариев прогнозов роста экономики.

В результате далеко не всегда по истечении относительно небольшого периода времени прогнозные значения коррелируют с фактическими данными и, как правило, оказываются существенно завышенными. Можно указать целый ряд примеров, относящихся к различным периодам времени, свидетельствующих, что подобная методология определения требуемого объема потребления электроэнергии приводила к расхождению прогнозного и фактического производства и потребления электроэнергии не только в России, но и в мире:

- прогноз 1971 г. 4-й Женевской конференции по мирному использованию ядерной энергии относительно мощностей ядерной энергетики в 2000 г.: США – 2000 ГВт, СССР – 600 ГВт [404];
- иллюстрация из [146] о трансформации прогнозов 1974–1984 гг. пика потребления электроэнергии в США и его фактического изменения (рис. 7.1) [146];
- изменение прогнозов объема продаж электроэнергии в США в 2001–2017 гг. (рис. 7.2) [452].

Расхождения между ожидаемой, как правило, завышенной величиной потребления электроэнергии и фактической динамикой были типичным явлением даже в условиях такого сдерживающего рост энергопотребления фактора как резкий рост цен на энергоносители. Представленные на рис. 7.1 первые прогнозы были сделаны в период энергетического кризиса 1970-х гг., и максимальная стоимость энергоресурсов, и как следствие, комплекс мероприятий по энергосбережению не привели к коррекции ожиданий роста потребления электроэнергии.

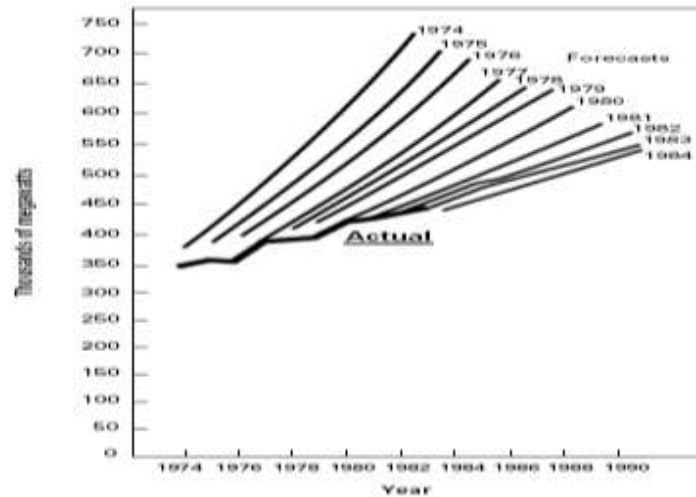


Рис. 7.1 Изменение прогнозов пикового электропотребления в США 1974–1984 гг.

Источник: ОТА (1985) [147].

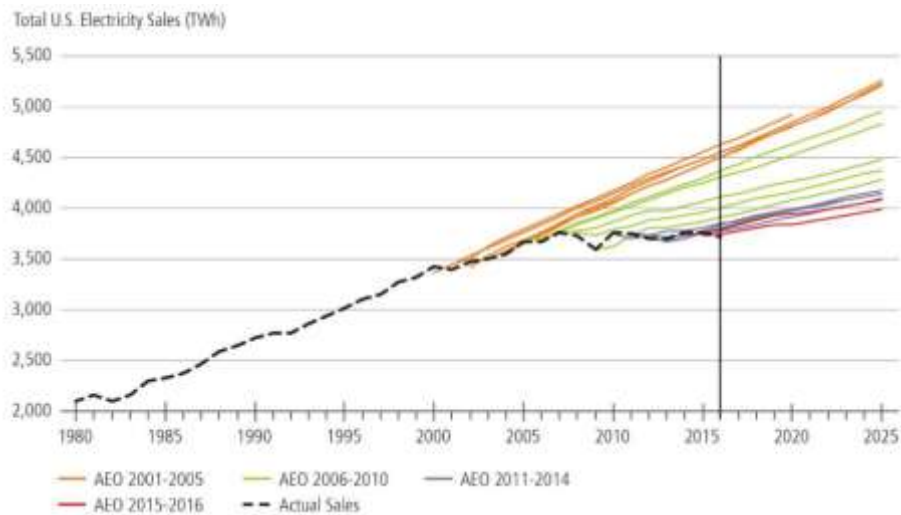
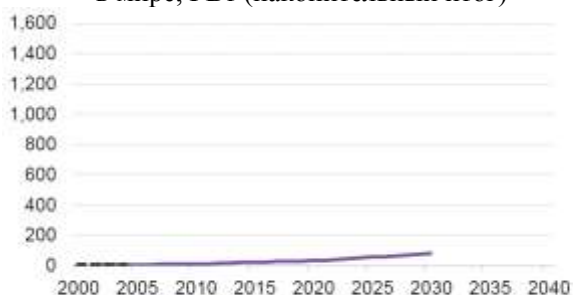


Рис. 7.2. Изменение прогнозов объема продаж электроэнергии в США 2001–2017 гг. [452]

Приведенные графики (рис. 7.3) демонстрируют, что система, состоящая из производственного сектора энергетики (энергосистемы, сетевой инфраструктуры и т.д.), её обслуживающего бизнес-сообщества (производители внедряемого на протяжении предшествующего как минимум десятилетия энергетического оборудования; поставщики; проектировщики; инжиниринговые фирмы и т.д.) использует прогнозы как способ защиты и расширения инвестиций на тиражирование ранее реализуемых проектов. При этом происходит занижение перспектив развития новых технологических решений и сдерживание их финансирования. Иллюстрацией данного утверждения является трансформация прогнозов развития солнечной энергетики (рис. 7.3, составлен на основе [535]).

Установленная мощность солнечной энергетики в мире, ГВт (накопительный итог)



Ежегодные вводы солнечной энергетики в мире, ГВт

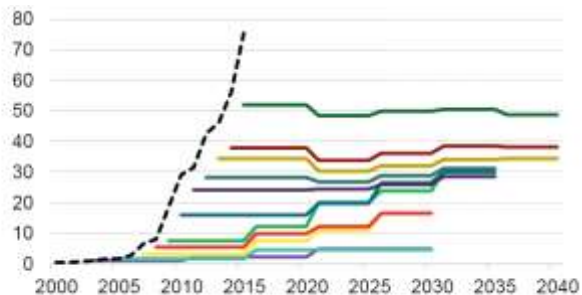
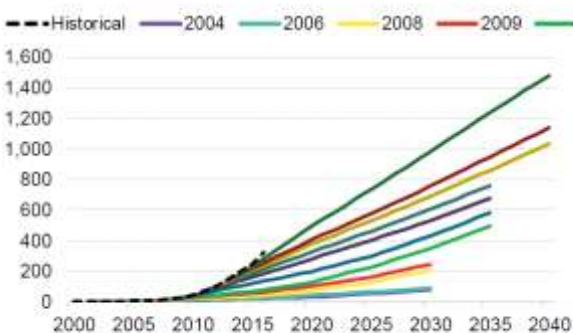
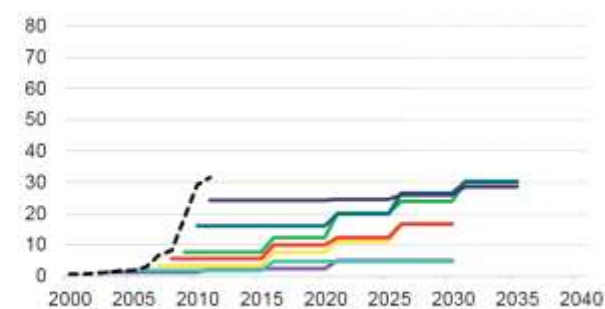
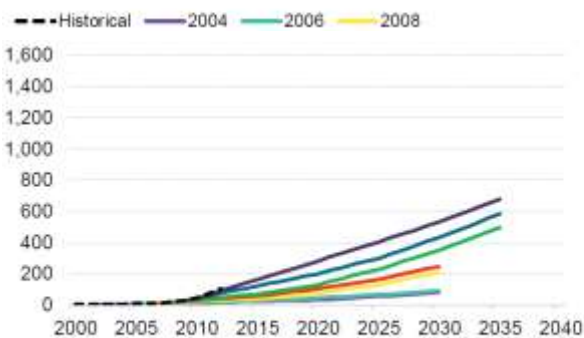
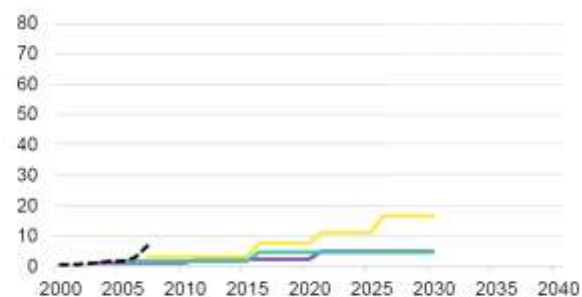
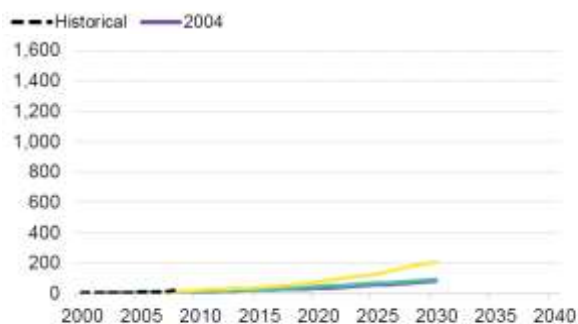
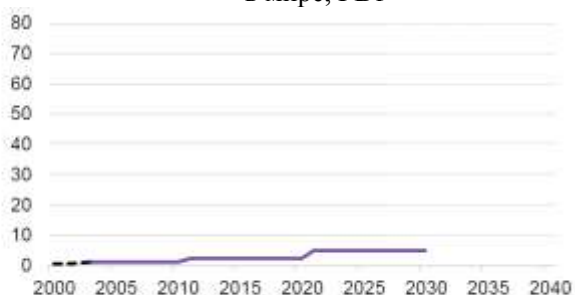


Рис. 7.3. Корректировка прогнозов (сплошная линия) и фактических данных (пунктир) развития солнечной энергетики в мире в 2004–2018 гг.

Расхождения в прогнозных и фактических данных является особенностью прогнозирования энергопотребления не только на макроэкономическом, но и на уровне хозяйствующих объектов. Это касается вопросов прекращения хозяйственной деятельности отдельных предприятий и, как следствие, сокращения энергопотребления, например, в станкостроении, часовой промышленности, робототехнике и т.д. Но данное утверждение

относится и к успешно функционирующим производствам даже в условиях плановой экономики. Типичным является пример Оскольского электрометаллургического комбината (ОЭМК). Для ОЭМК в декабре 1975 г. был подписан правительственный протокол, определивший нагрузку на 01.01.83 по комбинату 1700 МВт (первоначальное предложение немецкой стороны определяло 2500 МВт). Когда подошел срок, нагрузка оказалась в 50 раз меньше. Эта ошибка являлась в свое время одной из причин многолетней нерентабельности работы ОЭМК. В 1976 г. был выполнен расчет комплексным методом с учетом основных положений ценологической теории, определивший нагрузку комбината на 1990 г. в размере 300 МВт и на полное развитие – не свыше 600 МВт. Прогноз 1981 г. подтвердил максимальную нагрузку на 1990 г. в размере 300 МВт при расходе электроэнергии 2300 ГВт·ч и 280 МВт при числе использования максимума нагрузки $T = 8036$ ч. Фактически за 1990 г. максимальная нагрузка составила 290 МВт при $T = 7200$ ч. С учетом того, что схема электроснабжения ОЭМК и района была ориентирована на 1700 МВт, а не на 600 МВт и тем более не на 300 МВт, до 1983 г. построили районную подстанцию 750/500/330/110 и подстанцию 500/330/110 кВ, энергоблок мощностью 1000 МВт на Курской АЭС, линии 500 кВ на Воронеж и 750 кВ на Курск. Заводская подстанция 330/110 кВ питалась по четырем кабельным линиям 330 кВ, в здании подстанции, выполненном на семь трансформаторов по 320 МВА, было установлено четыре трансформатора [108].

Одной из причин завышенных ожиданий потребления электроэнергии является предположение о его росте в результате нового жилищного строительства. Однако увеличение жилой площади на жителя страны не всегда приводит к росту общего электропотребления, поскольку рост потребления электроэнергии в наиболее динамично развивающихся регионах в результате нового строительства жилья может сопровождаться снижением потребления в депрессивных районах. Кроме того, завершение перехода от расширенной патриархальной семьи традиционного типа (в состав которой входит несколько поколений взрослых людей) к нуклеарной обуславливается завершением перехода к индустриальному обществу и связанному с этим процессу урбанизации. В основном данные процессы в России завершились около полувека назад. Поэтому увеличение жилой площади практически не приводит к росту количества домохозяйств. При приобретении домохозяйством нового жилья и эксплуатации электробытовых приборов по новому месту проживания происходит естественное снижение потребления в предыдущем месте жительства. При этом, как правило, домохозяйство, имеющее возможность приобрести новое жилье, находится на уровне потребления бытовых услуг по меньшей мере не ниже среднего. Достаточно сложно представить покупателя новой квартиры, ранее не пользовавшегося холодильником, телевизором и т.п., пусть даже в арендуемом прежнем месте жительства. То есть вначале происходит насыщение домохозяйства электробытовыми приборами, а в последующем возникает платежеспособный спрос на приобретение новой жилой площади. В итоге новое жилищное строительство создает не столько новый спрос на электроэнергию, сколько способствует перераспределению потребителей в места, где существует спрос на новое жилье, при этом происходит перераспределение электрических нагрузок коммунально-бытового сектора из депрессивных муниципальных образований – малых городов, поселков городского типа и сельских поселений в растущие городские аг-

ломерации. Таким образом, увеличение жилого фонда в отсутствие интегрального роста населения ведет к незначительному росту электропотребления за счет следующих процессов: увеличения доли электрических плит в новом жилом фонде, роста потребления лифтового хозяйства. При этом приобретение новой бытовой техники может и не приводить к росту потребления электроэнергии за счет более высокой экономичности последних моделей, применения энергосберегающих технологий и т.д. А увеличение мощности электробытовых приборов, как правило, сопровождается уменьшением времени их работы. Например, более мощный утюг включается на меньшие интервалы времени во время глажки, а приобретение в три раза более мощного электрочайника приводит к более чем трехкратному сокращению времени его работы и не увеличит объем потребления горячей воды. Электронно-лучевые телевизоры с диагональю экрана 61 см типа «Рубин» или его аналоги производства 1980-х гг. потребляли мощность ~ 145–200 Вт, а жидкокристаллические с диагональю 140 см выпуска 2015 г. – 80 Вт. Поэтому замена телевизора старого образца на новый с увеличением площади экрана более чем в четыре раза ведет не к росту, а к двукратному снижению электропотребления. Аналогичная ситуация с бытовыми холодильниками, осветительными приборами и т.д. А рассчитывать на рост потребления в результате насыщения домашних хозяйств электробытовыми приборами в какой-то степени можно для жителей Китая, Индии, Бразилии, Мексики, Турции – стран, где процессы урбанизации еще далеки от завершения, но не жителей России, имеющих финансовые возможности улучшить жилищные условия.

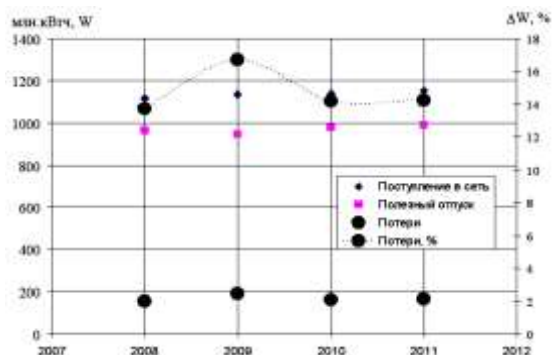


Рис. 7.4. Динамика основных показателей ОАО «ТГЭС»

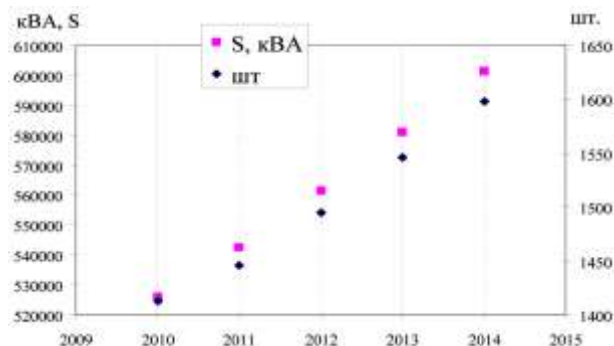


Рис. 7.5. Динамика количества и установленной мощности силовых трансформаторов ОАО «ТГЭС»

Завышенные прогнозные значения оказывают существенное влияние на производственную деятельность электроэнергетики, приводя к более высоким издержкам не только генерирующих мощностей, но и сетевой инфраструктуры. Например, в работе [428] приведены данные ОАО «Тулских городских электрических сетей» (ОАО «ТГЭС»), согласно которым вопрос снижения загрузки сетевой инфраструктуры (устойчивый объем потребления электроэнергии (рис. 7.4) при росте установленной мощности силовых трансформаторов (рис. 7.5)) становится все более актуальным. Согласно приведенному графику в 2011 г. полезный отпуск электроэнергии за год в Туле составлял Σ 1 млрд кВт·ч, а в 2015 г. – 1 013 394 999 кВт·ч [194]. То есть рост полезного отпуска электроэнергии в пределах 1% оказался несопоставим с 13% увеличением за этот же период таких показате-

телей, как количество и мощность трансформаторов ОАО «ТГЭС». В итоге при росте количественной устойчивости происходит ухудшение удельных экономических показателей как в результате уменьшения фондоотдачи, так и обусловленных технологическими особенностями систем распределения электроэнергии: рост доли потерь холостого хода трансформаторов, издержек технического обслуживания сетевой инфраструктуры.

Можно наблюдать крайне быстрое изменение результатов прогнозирования развития как в целом экономики Российской Федерации, так и ее отдельных отраслей, в частности, производства электроэнергии.

1. В 2008 г. прошла дискуссия об индикативных показателях развития электроэнергетики с темпами роста ее производства – 5,2%/год в максимальном варианте и 4,1%/год в базовом варианте, определенными в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., утвержденной РП № 215-р от 22.02.2008 (рис. 7.6, взят из приложения 1 к Генеральной схеме) [8].

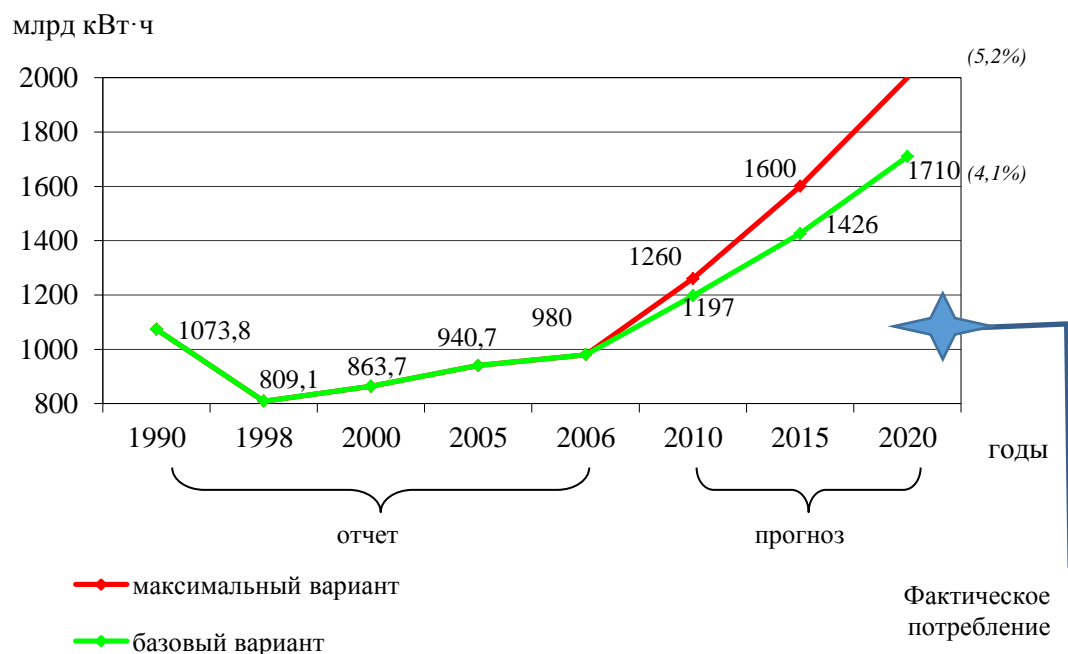


Рис. 7.6. Прогноз электропотребления по России на период до 2020 г. для базового и максимального вариантов и факт 2019 г.

Примечание. В скобках даны среднегодовые приросты по вариантам в 2007–2020 гг. Отмечен фактический объем электропотребления 2019 г.

2. Прогноз потребления электроэнергии до 2210 млрд кВт·ч, согласно Энергетической стратегии России до 2030 г. (представлен в табл. 7.1) [40].

Таблица 7.1

Фактические и прогнозные данные Минэнерго России производства электроэнергии в Российской Федерации 2005–2030 гг.

Показатели	2005 г. факт.	2008 г. факт.	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	953	1037	1059–1245	1350–1555	1800–2210
Установленная мощность, ГВт	216,3	224,9	239–267	275–315	355–445

3. В докладе И.С. Кожуховского (Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике) 23.12.2009 «Предложения к корректировке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» на «круглом столе» в Совете Федерации предлагалось к рассмотрению два варианта прогнозной динамики электропотребления до 2020 г:

- базовый вариант – с темпами роста производства электроэнергии всего – 2,5%, в том числе по Европейской зоне и ОЭС Урала – 2,5%, по ОЭС Сибири – 2,3%, по ОЭС Востока – 2,9% и с объемом производства 1277 млрд кВт·ч к 2020 г.

- максимальный вариант (среднегодовой темп прироста производства электроэнергии за период 2010–2020 гг. всего 3,3%, в т.ч. по Европейской зоне и ОЭС Урала – 3,3%, по ОЭС Сибири – 3,1%, по ОЭС Востока – 4,2%) с объемом производства электроэнергии 1393 млрд кВт·ч к 2020 г. [8].

Данный список можно продолжить перечислением работ Института энергетических исследований РАН, Института систем электроэнергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Объединенного института высоких температур РАН, Института народнохозяйственного прогнозирования РАН, ОАО «Энергетического института им. Г.М. Кржижановского» и других уважаемых научных школ, в которых оценка величины производства электроэнергии в Российской Федерации к 2030 г. варьируется от 1300 до 2000 и более млрд кВт·ч.

Вышеперечисленные завышенные прогнозы были составлены несмотря на следующие входящие условия, указывающие на достаточно сдержанные приросты общего потребления:

1) за период 2000–2008 гг. электроемкость ВВП страны снизилась в 1,39 раза (от 53,8 до 38,8 кВт·ч/тыс. р.), что составляет 81,7% к уровню 1990 г. Среднегодовые темпы снижения электроемкости ВВП в этот период составили около 4%. Эластичность электропотребления по ВВП в среднем за эти годы оказалась на уровне 0,29.

2) Ожидалось, что электроемкость ВВП России (в сопоставимых ценах 2005 г.) сократится до 32,3 кВт·ч/тыс. р. в 2020 г. и 26,2 кВт·ч/тыс. р. в 2030 г. против 38,8 кВт·ч/тыс. р. в 2008 г. [29].

Таким образом, по состоянию на 2019 г. в полной мере справедливо утверждение академика А.Е. Шейндлина [405] о том, что «как и раньше, развитие энергетики планируется и прогнозируется на основе методов, сформировавших себя в прошлые десятилетия, т.е. в условиях, с нынешней ситуацией ничего общего не имеющих». А потребитель, хоть формально и определяющий, по факту – экзогенный элемент в рамках существующей методологии определения объемов потребления электроэнергии.

Отсутствие согласованной точки зрения о величине требуемого объема электроэнергии и важность этого прогноза, существующий разброс значений параметра «прирост потребления электроэнергии в ближайшие 10 лет» и в последующие периоды, который и должен определять объемы инвестиций в энергетику, указывают на необходимость формулирования новых подходов с учетом особенностей энергетики как нелинейной системы к определению данного значения.

7.2. Взаимосвязь выхода удельного потребления энергии на насыщение и завершения роста доли городского населения

Одним из подходов к обоснованию необходимого объема производства электроэнергии авторами из Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» предлагается рассматривать динамику удельного потребления электроэнергии (УПЭ). Данный параметр является интегральным макроэкономическим показателем, позволяющим в совокупности учитывать все процессы социально-экономического развития, в том числе и корректировать описанные выше ожидания в части потребления нового жилищного строительства. Так, в работе [30] указывается, что прогнозируемое в Энергетической стратегии России в 2030 г. удельное потребление на душу населения в России составляя 12 430–15 460 кВт·ч/чел. год, только выводит уровень среднего российского гражданина на уровень электровооруженности среднего гражданина США, достигнутый им в 2008 г., и будет существенно меньше уровня электровооруженности 2008 г. средних граждан Канады (19 960 кВт·ч/чел. год) и Финляндии (15 420 кВт·ч/чел. год).

Но УПЭ в странах, завершивших этап урбанизации, имеет асимптотический характер. Характерное значение насыщения УПЭ в странах Западной Европы, Японии и некоторых штатов США (например, Калифорнии) – 8 МВт·ч/чел. год; большинства стран Северной Европы и США – 12 МВт/чел. год. При этом в крупных городах УПЭ не превышает 65-75% показателя, характерного для страны, где они расположены. Соответственно технико-экономические обоснования необходимости нового строительства энергетических мощностей в связи с ростом электропотребления до указанных в [30] значений, особенно в крупных городах, требуют пересмотра.

Учитывая важность параметра удельного потребления электроэнергии, а также приведенное сравнение только для выборочных стран, далее проведен исторический анализ динамики УПЭ начиная с 1963 г. для развитых и развивающихся стран, на основе которого дана оценка необходимого объема производства электроэнергии в Российской Федерации. На основе проведенного детального анализа общего явления – роста потребления электроэнергии в мире, показана закономерность, имеющая непосредственное отношение к прогнозированию объема потребления в России: рост УПЭ в пределах 1% в год или точнее его полная стабилизация в странах, завершивших этап индустриализации более одного поколения назад.

Производство электроэнергии растет во всех странах, однако изменение удельного, «подушевого», производства электроэнергии идет разнонаправлено и зависит от уровня экономического развития страны. Для последующего выстраивания аналогий с Россией рассмотрены страны, как и Российская Федерация завершившие этап индустриального развития со всеми сопряженными процессами, в том числе ростом доли городского населения. Анализ УПЭ стран, находящихся в стадии становления промышленности с высокой долей, сельского населения соответствует этапу социально-экономического развития, который Россия прошла в первой половине XX в., и рассмотрен после развитых стран.

На рис. 7.7 выделены три группы стран ОЭСР с близкими значениями электроемкости ВВП.

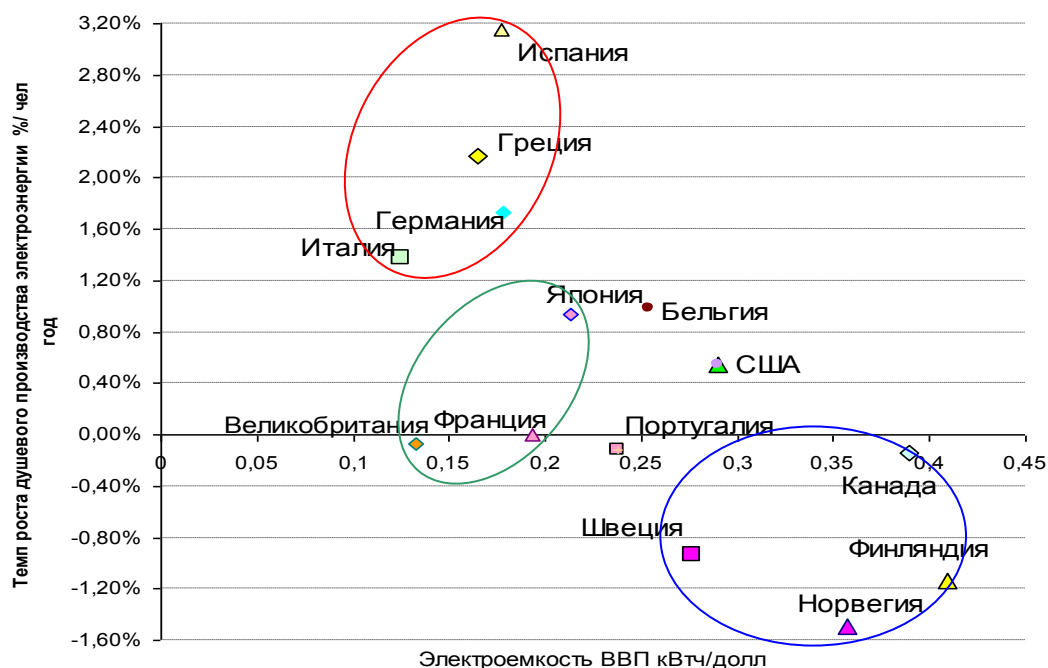


Рис. 7.7. Темпы роста удельного производства электроэнергии (%) и электроемкости ВВП развитых стран (кВт·ч/долл. США)

В связи с тем, что задачей исследования является получение долгосрочных тенденций, в рассмотрении осознанно не учитывается снижение производства электроэнергии, вызванное экономическим кризисом, начавшимся в 2008 г. Однако даже при условии возврата экономики рассматриваемых стран к докризисным значениям и сохранения докризисных тенденций в потреблении электроэнергии это позволяет все ниже рассматриваемые значения считать границей сверху, или, как принято говорить, «оптимистическим сценарием» роста производства электроэнергии. Из графиков, представленных на рис. 7.8–7.10, а также рис. 7.12, следует, что:

1. Для стран с высокой плотностью населения (Европа, Япония, далее будем называть их странами I группы) среднее УПЭ ниже, чем для занимающих большую площадь (США), а тем более еще и северных стран (Канада и страны Северной Европы).

2. Очень высокие значения УПЭ стран Северной Европы и Канады вызваны не только протяженными коммуникациями, достаточно суровым климатом, а также тем, что рассматриваемые государства, за исключением Финляндии, обеспечены дешевой электроэнергией от ГЭС (рис. 7.11), используемой на нужды отопления.

Государства «Северной группы» могут быть рассмотрены как определенный аналог Северо-Восточных регионов Российской Федерации (УФО, СФО и ДВФО) по климатическим условиям, протяженности коммуникаций, низкой плотности населения. Данное сравнение необходимо делать с учетом ряда особенностей энергетики России. Так, практически все теплоснабжение Урала, Сибири и Дальнего Востока происходит централизованно при значительной доле комбинированного производства тепловой и электрической

энергии на ТЭЦ, что должно обуславливать меньшее потребление электроэнергии для жителя востока России.

3. Страны «Северной группы» демонстрируют явное сокращение значений УПЭ.

4. В развитых европейских странах и Японии (рис. 7.9), а также в США (рис. 7.12) происходит прекращение роста УПЭ.

5. Разброс в характере изменения уровня УПЭ в пределах стран ОЭСР, находящихся на одинаковом этапе социально-экономического развития, на протяжении десятилетий не превышает 10–20% (более подробно на рис. 7.10).

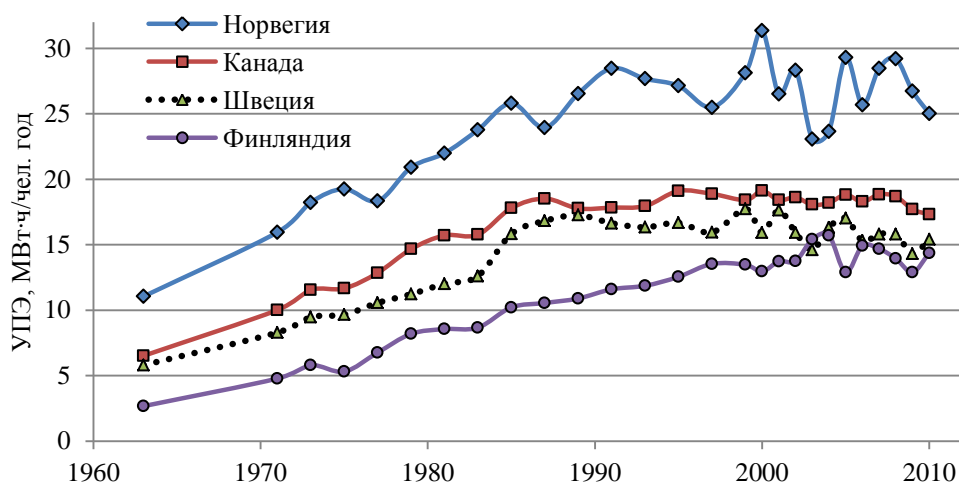


Рис. 7.8. Динамика удельного производства электроэнергии стран Северной Европы и Канады

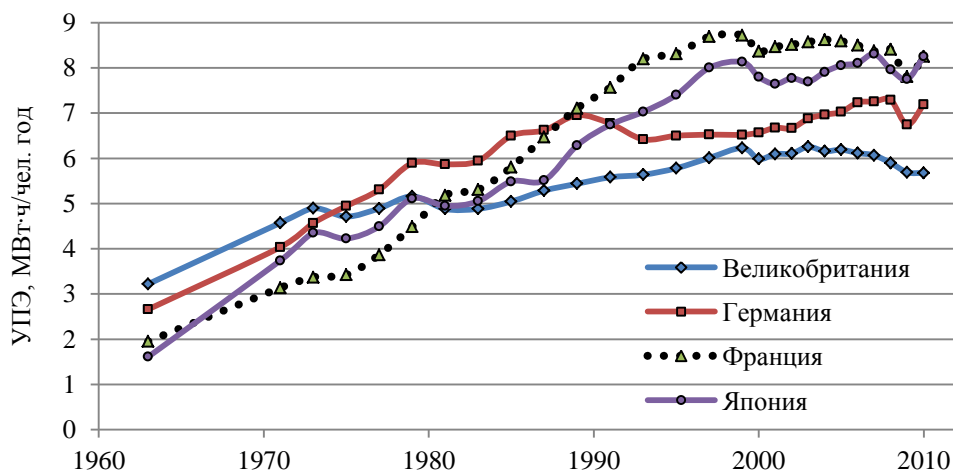


Рис. 7.9. Динамика удельного производства электроэнергии западноевропейских стран и Японии

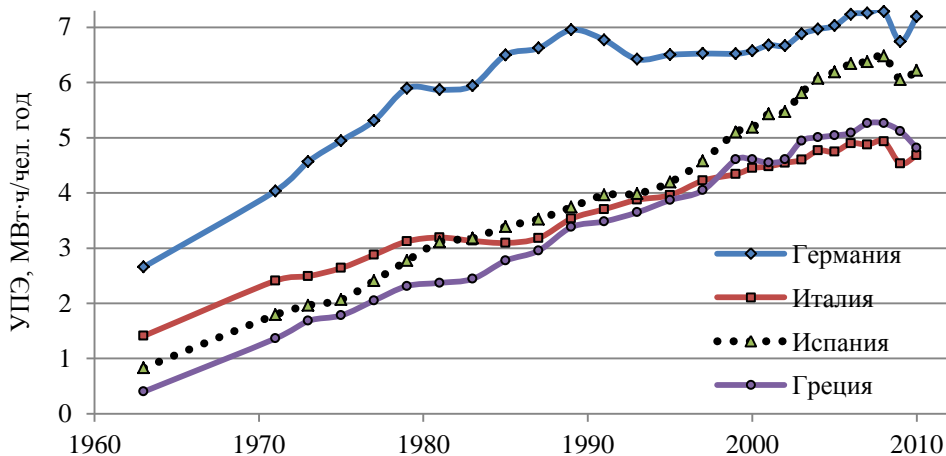


Рис. 7.10. Динамика удельного производства электроэнергии южноевропейских стран и Германии

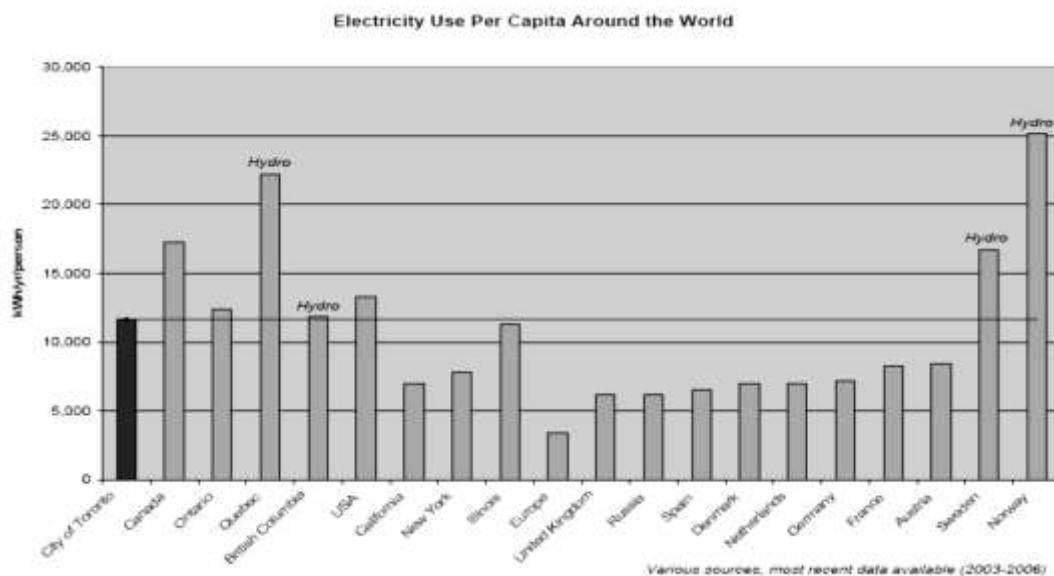


Рис. 7.11. Ежегодное удельное электропотребление в мире (2006 г.) [26]

Разброс в абсолютных значениях удельного электропотребления от некоторой средней величины обусловлен следующими причинами.

Явный провал роста в 1990-х гг. в Германии связан с перестройкой экономики страны, вызванной объединением ФРГ и ГДР. Уровень УПЭ 1988 г. для ФРГ (7,02 МВт·ч/чел. год) был вновь достигнут в 2005 г. Темп роста УПЭ Германии в период 2002–2007 гг. является самым высоким для стран, представленных на Рисунке 7.9 и равен 1,5%/год. Вместе с тем на 20-летнем интервале 1988–2007 гг. темп роста УПЭ Германии близок к нулю. В связи с этим Германия представлена на рис. 7.9 и 7.10. В краткосрочном периоде 2002–2007 гг. в динамике потребления электроэнергии Германии можно найти аналогии со странами, в которых еще не завершился этап индустриализации и урбанизации (Италия, Испания, Греция). Если же рассматривать полувековой временной интервал, то можно указать значительно больше общих черт экономики Германии с экономикой западноевропейских стран и Японии.

В частности, изменение темпа роста УПЭ Великобритании с 5–6%/год в период 1963–1973 гг. до менее 0,5%/год начиная с 1974 г. и по настоящее время обусловлено перестройкой экономики страны после закрытия угольных шахт. Передовая промышленная держава лидировала в объеме и росте удельного потребления до кризиса в угольной промышленности (1974 г.). Угольная промышленность страны и связанная с ней металлургия стали сокращаться, а следом за ней умерло и всякое энергоемкое производство. Темп роста УПЭ резко упал и стабилизировался на общеевропейском уровне.

Высокие значения УПЭ Франции обусловлены развитием атомной энергетики, сделавшее страну нетто-экспортером электроэнергии в объеме более 15% производимой электроэнергии.

Необходимо также обратить внимание на разницу между удельным производством (рис. 7.8–7.9) и потреблением (рис. 7.11) электроэнергии. Разница определяется величинами потерь в сетях и внешнеторговыми операциями. Величины потерь электроэнергии во всех рассматриваемых странах составляют 3–7%, а сальдо межгосударственных перетоков электроэнергии не превышают 1–5% (кроме Франции), что не существенно для дальнейших рассуждений. Так в 2008 г. международная торговля обеспечила только 3% мирового потребления электроэнергии [414]. Кроме того, динамика величин потерь и объемов внешнеторговых операций каждой страны мала в краткосрочной перспективе, определяется изменениями в международном разделении труда и технологическом развитии и вносит незначительный вклад в изменение производства электроэнергии.

Интересно рассмотреть динамику УПЭ в пределах отдельно взятой страны – США.

США продемонстрировали на этапе индустриального развития удвоение удельного электропотребления за 14 лет (с 1960 по 1974 г.) (рис. 7.12) [35]. Как и у ранее рассмотренных стран, после 2000 г. рост УПЭ прекратился. Но в самом экономически развитом штате – Калифорнии рост УПЭ прекратился почти на 30 лет ранее. При этом среднее потребление в Калифорнии равно потреблению в Российской Федерации 1990 и 2008 г. – 7,3 МВт·ч/чел. год. Следует заметить, что стабилизация роста электропотребления никоим образом не замедлила экономическое развитие штата. В настоящее время в Калифорнии проживает 13% населения США, а ее вклад в ВВП США составляет 20%. По абсолютному значению РВП Калифорнии в два раза превосходит ВВП Российской Федерации при численности населения менее 26% от населения России. В период 1970–2008 гг. население штата выросло на 80%, с 20 до 36,75 млн чел.

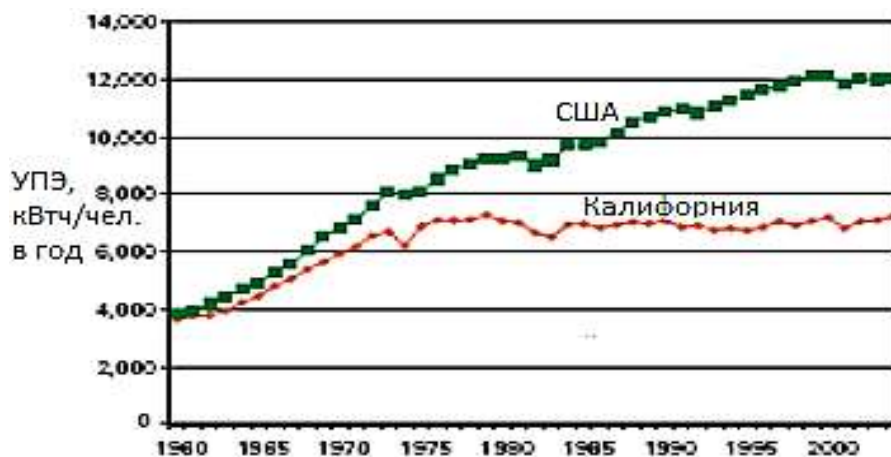


Рис. 7.12. Удельное потребление электроэнергии в США и в отдельном штате – Калифорнии [35]

Пример Калифорнии говорит о том, что наблюдаемое в странах Евросоюза, США и Японии прекращение роста УПЭ – явление закономерное и отнюдь не кратковременное. С некоторым лагом по времени УПЭ индустриально развитых стран стабилизируется в определенном диапазоне значений. Это подтверждает пример стран Северной Европы и Канады, где наблюдается сокращение весьма завышенных уровней УПЭ. В частности для энергетики Норвегии характерны:

- необычайно высокие стартовые условия (по состоянию на 1963 г. потребление электроэнергии норвежца (11,06 МВт·ч/чел. год) было выше, чем финна (2,68 МВт·ч/чел. год) в 4,1 раза, японца (1,61 МВт·ч/чел. год) – более чем в 6 раз);
- исключительно высокая доля гидроэнергетики (в 2008 г. доля гидроэнергетики составила 99%), определившая низкую стоимость электроэнергии и развитие электроотопления.

Отступление о Норвегии при анализе УПЭ Калифорнии сделано сознательно, чтобы показать, что постулат «Электровооруженность определяет производительность труда», будучи справедливым на протяжении XX в., в настоящее время для стран, завершивших индустриализацию, потерял свою актуальность. Из примеров Калифорнии и Норвегии следует, что необходимость повышения УПЭ до максимально возможного (калифорнийского до норвежского) является ложным сигналом, совсем не необходимым для устойчивого развития экономики.

Причина прекращения роста УПЭ в Калифорнии заключается в следующем: в штате практически отсутствует энергоемкая промышленность, а производится, в основном, только продукция с высокой добавленной стоимостью, развита электронная, авиаракетная, фармацевтическая, химическая промышленность. И рост удельного потребления энергии прекратился с конца 1970-х гг., когда эта продукция стала определяющей.

Для подтверждения данной точки зрения сравним значения удельного потребления электроэнергии для самых различных стран с его значением для столиц этих стран (рис. 7.13) [26]. Для столицы любой страны характерен высокий средний уровень энергопотребления и «изгнание» из города первоначально энергоемкого, а затем и всякого иного промышленного производства. Столица становится местом сосредоточения работ (в ос-

новном связанных с оборотом капитала) с очень высокой добавленной стоимостью. Соотношение между удельным потреблением Нью-Йорка и США (7,8 и 12 МВт·ч/чел. год) составляет 0,6; Торонто и Канады (11,8 и 17 МВт·ч/чел. год) – 0,69; Лондона и Великобритании (5,1 и 7 МВт·ч/чел. год) – 0,73; Токио и Японии (6,3 и 8,1) МВт·ч/чел. год) – 0,78; Москвы и Российской Федерации (5,2 и 7,3 МВт·ч/чел. год) – 0,71. Дальнейший планируемый вывод промышленных предприятий за пределы города Москвы и изменения профиля деятельности 26 промзон позволит Москве переместиться в этом ряду к соотношению США/Нью-Йорк, характерному для страны с большой долей добывающих отраслей в экономике.

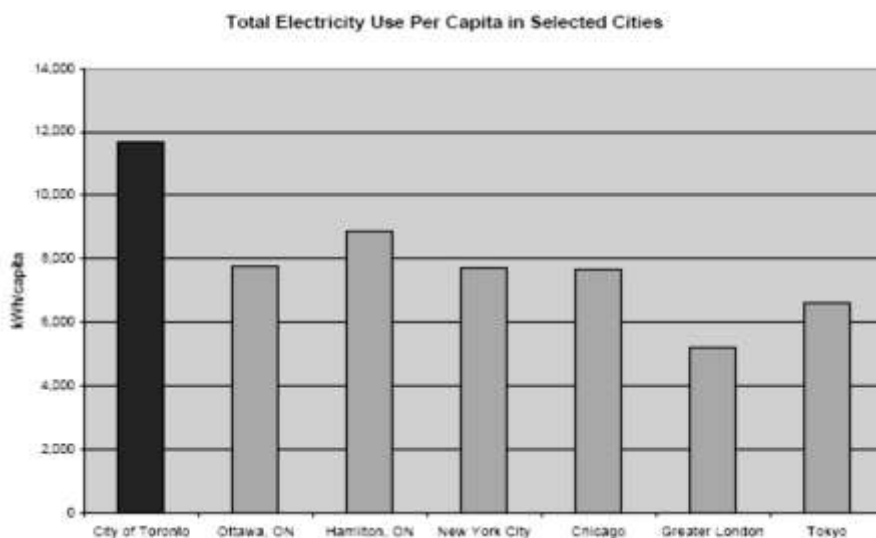


Рис. 7.13 Ежегодное удельное электропотребление в мегаполисах мира 2006 г.

Сравнение УПЭ штата Калифорния и США в целом (7,3 и 12 МВт·ч/чел. год) – 0,61 подтверждает справедливость предположения об определяющей роли структуры экономики и вывода энергоемких производств как из крупных мегаполисов, так и из Калифорнии.

Необходимо обратить внимание, что прогнозируемое подушевое электропотребление жителя Торонто к 2030 г. в объеме 8,4 МВт·ч/чел. год в Плане развития энергетики Торонто до 2030 г. [26] будет превышать сегодняшний показатель Российской Федерации – 7,3 МВт·ч/чел. год на 14%, и соответствующий уровень Москвы (5,2 МВт·ч/чел. год) на 60%. Эти значения являются верхней границей для роста электропотребления крупных городов России, в том числе в Восточной части страны.

Исходя из вышеизложенного, можно сказать следующее:

- страны, завершившие этап индустриального развития, сокращают или полностью ликвидируют в своей стране энергоемкое производство с малой добавленной стоимостью;
- для стран, не имеющих на своей территории существенных природных сырьевых запасов или не разрабатывающих их, характерно прекращение роста и даже снижение удельного производства электроэнергии до уровня, зависящего от природных условий и масштаба страны (Великобритания, Франция, Япония, Германия, штат Калифорния).

Отмеченное прекращение роста удельного электропотребления в развитых странах позволяет предположить, что можно назвать некоторые максимальные величины УПЭ, необходимые и достаточные для обеспечения потребностей экономики передовых стран. Значения УПЭ будут различны для стран, не имеющих заметной доли добывающей промышленности (I группа) и для стран, добывающих природные ресурсы (II группа).

I группа – 6,5–7,5 МВт·ч/чел. год (западноевропейские страны, Япония и т.д., а также Калифорния);

II группа – 12–16 МВт·ч/чел. год (Канада, США и т.д.).

Далее рассмотрено производство электроэнергии в развивающихся странах. УПЭ в наиболее интенсивно развивающихся странах последнего десятилетия (Китай, Индия, Бразилия, Мексика, Турция) увеличивалось в период 1996–2006 года быстрее, чем в развитых странах (табл. 7.2 (составлена на основе данных [52])). Несмотря на разный темп роста производства электроэнергии (от 3,5%/год в Мексике до 11%/год в Китае), УПЭ в этих странах вырос к 2006 г. примерно до одного уровня 2,12–2,33 МВт·ч/чел. год, что соответствует уровню южноевропейских стран 1980 г. (рис. 7.10). Исключение составляет Индия, где объем электропотребления не превышает 0,4 МВт·ч/чел. год.

Таблица 7.2

Уровень и рост УПЭ в развивающихся странах (1996–2006 гг.)

Страна	Рост УПЭ в 1996–2006 гг., %	УПЭ 2006 г., МВт·ч/чел. год
Китай	155	2,12
Индия	66	0,38
Бразилия	55	2,21
Мексика	43	2,33
Турция	100	2,23

Сопоставление динамики УПЭ развитых и развивающихся стран указывает на промежуточное расположение по этому параметру южноевропейских стран, где происходит постоянный рост УПЭ на уровне 1,5–3% в год. Причина более быстрого роста УПЭ этих стран по сравнению с остальными европейскими странами кроется в незавершенности процесса завершения индустриального развития, что подтверждается темпами урбанизации. По состоянию на 1963 г. доля городского населения составляла: ФРГ – 71%, ГДР – 72%, США и Канады – 70%, Франции и Японии – 63%, а в Италии всего лишь 48%, Испании только 37% [31].

Приведенные данные показывают, что электроемкость является достаточно консервативной величиной, характеризующей экономику государства при условии, что в государстве не происходит социально-экономических преобразований, сопровождающихся сменой образа жизни и увеличением доли городского населения. Во всяком случае, рассмотрение ведущих мировых экономик показывает, что после 1980 г. в странах, завершивших этап индустриализации, не было прецедентов роста удельного потребления электроэнергии, характерного для развивающихся стран.

Таблица 7.3

Динамика городского населения по основным регионам и некоторым странам мира в 1950–2025 гг. (оценка и прогноз) [42]

Регионы и страны	Доля горожан, %			
	1950	1990	2010	2025
Мир в целом	29,3	43,1	52,7	61,1
Европа	52,2	78,0	78,4	83,2
Россия	44,7	74,0	77,9	85,7
Германия	71,9	85,3	89,7	92,0
Азия	16,8	31,8	44,3	54,8
Япония	50,3	77,2	80,6	84,9
Китай	11,0	26,2	43,0	54,5
Индия	17,3	25,5	33,8	45,2
Африка	14,7	31,8	43,8	53,8
Нигерия	10,1	35,2	51,1	61,6
Северная Америка	63,9	75,4	80,6	84,8
США	64,2	75,2	80,3	84,9
Латинская Америка	41,6	71,4	80,5	84,7
Бразилия	36,0	74,6	85,4	88,9
Мексика	42,7	72,6	81,6	85,8
Австралия и Океания	61,6	70,6	71,1	74,9

Как показывают данные табл. 7.3 и 7.4, по мере завершения транзитного процесса индустриализации и перехода страны в разряд развитых стран уровень урбанизации увеличивается до величин более 60%. Доля городского населения СССР в 1963 г. составляла 53% (рис. 7.14). Если учесть, что основной вклад в количество сельского населения давали регионы юга СССР: Республики Средней Азии, Кавказа, Украины и Молдавии, то Российскую Федерацию по потенциалу роста доли городского населения после 1970-х гг. года можно отнести к развитым странам с высоким уровнем урбанизации.

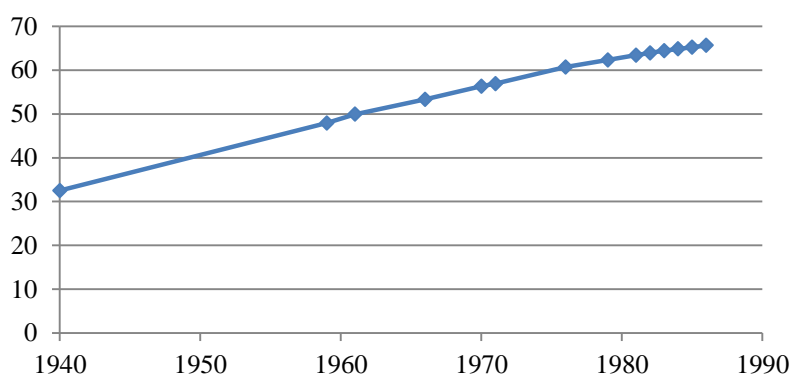


Рис. 7.14. Доля городского населения СССР, %

Таблица 7.4

Динамика городского населения мира в 1950–2025 гг. [43]

	Численность, млн чел.				Доля городского населения, %			
	1950	1990	2000	2025	1950	1990	2000	2025
Мир в целом	738	2277	2926	5065	29,3	43,1	47,5	58,3
Развитые страны	442	842	904	1040	54,7	73,6	75,3	84,0
Развивающиеся страны	296	1435	2022	4025	17,3	34,7	40,7	57,0

На рис. 7.15 представлены европейские страны с УПЭ выше, чем в развивающихся странах, но ниже или сопоставимо со странами первой группы (6,5–7,5 МВт·ч/чел. год).

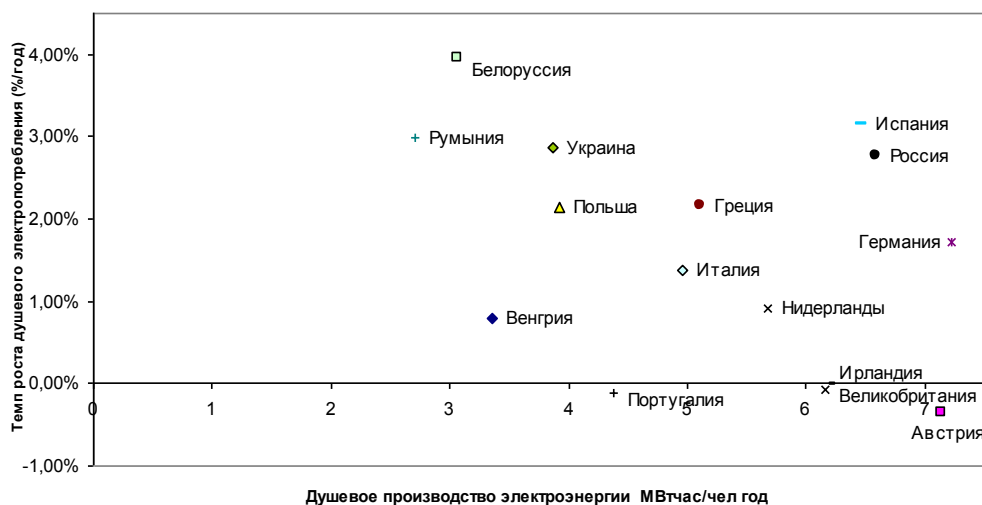


Рис. 7.15. Темпы роста УПЭ в европейских странах, где удельное производство ниже 7,5 МВт·ч/чел. год

Европейские страны, УПЭ в которых сравнимо или меньше стран первой группы, можно разделить на три категории:

1) страны, экономика которых прошла через спад в 1985–2000 гг. (Россия, Украина, Беларусь, Польша, Румыния, Венгрия, Германия). В этих странах наблюдается рост УПЭ в основном до уровня, наблюдаемого до начала спада (за исключением Венгрии, в которой УПЭ 1990 г. был характерен для развивающихся стран – 2,62 МВт·ч/чел. год) (рис. 7.16, 7.17).

2) страны юга Европы – Испания, Италия, Греция, где происходит выход на среднеевропейский уровень 6–7 МВт·ч/чел. год с замедлением темпов роста до 1,3–3,2%/год;

3) страны, имеющие высокий душевой объем ВВП при меньшем УПЭ в сравнении с другими развитыми странами в объеме 4,5–7,1 МВт·ч/чел. год и не увеличивающие рассматриваемый параметр (Нидерланды, Великобритания, Ирландия, Австрия, Португалия).

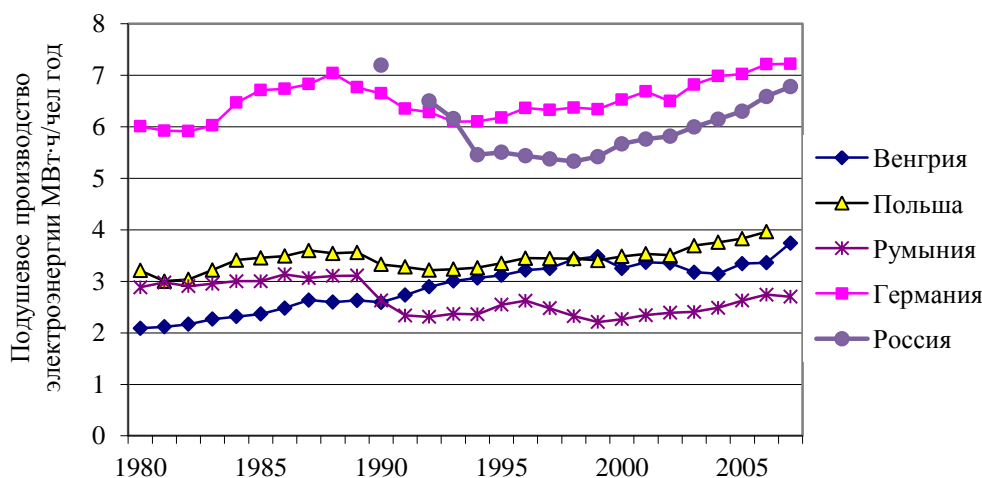


Рис. 7.16. УПЭ в странах Восточной Европы, прошедших через экономический спад 1985–2000 гг.

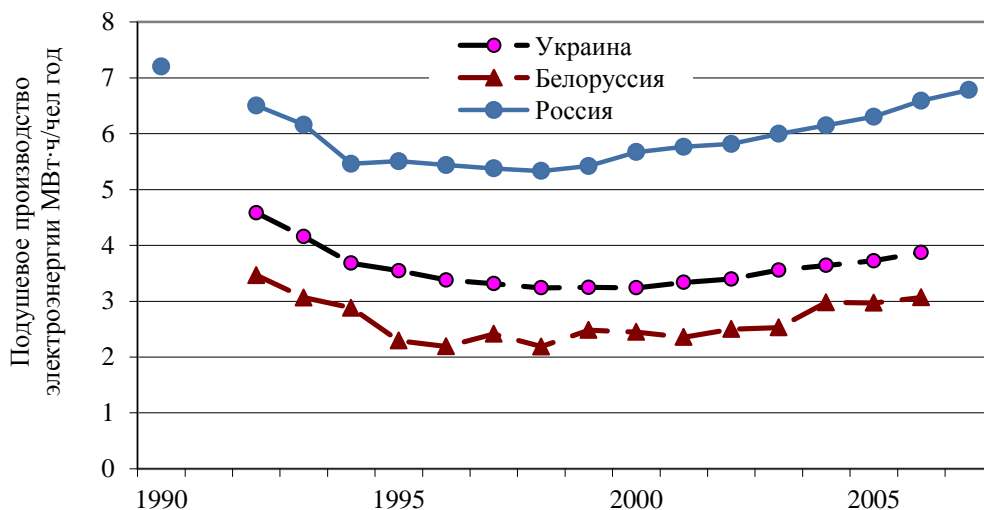


Рис. 7.17. УПЭ в России, Украине и Беларуси

7.3. Сопоставление динамики УПЭ развитых стран и развивающихся стран с динамикой УПЭ Российской Федерации

С учетом общих закономерностей динамики УПЭ далее проведен анализ особенностей Российской Федерации. Экономика Российской Федерации характеризуется значительной неравномерностью в электроемкости ВВП по регионам (рис. 7.18) [36] (в связи с отсутствием данных о динамике СКФО, его параметры объединены с ЮФО). Электроемкость ВВП по ППС в различных федеральных округах отличается более чем трехкратно: электроемкость СФО превышает электроемкость ЦФО на 234%. Сравнительно низкий уровень электроемкости ВВП по ППС ЦФО можно объяснить централизацией управления крупным бизнесом, когда большинство головных офисов компаний расположены в Москве, определяя совершение значительной части финансовых потоков.

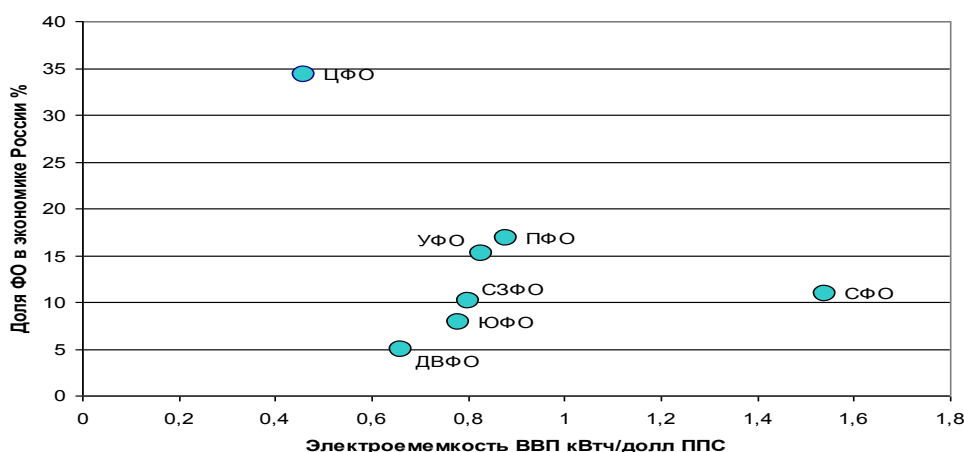


Рис. 7.18. Вклад федеральных округов в экономику России и электроемкость валового продукта

Высокая региональная вариабельность электроемкости экономики России в условиях относительно малой пропускной способности межсистемных перетоков мощности

между Межрегиональными распределительными сетевыми компаниями обуславливают необходимость дифференцированного подхода в первом приближении на уровне федеральных округов. В связи с этим дополнить рис. 7.7 необходимо не одной точкой, определяющей положение энергетики России, а серией значений, характеризующих федеральные округа (рис. 7.19). Скорость роста УПЭ определена для России на основе данных 2003–2007 гг. и составляла 2,78%/год.

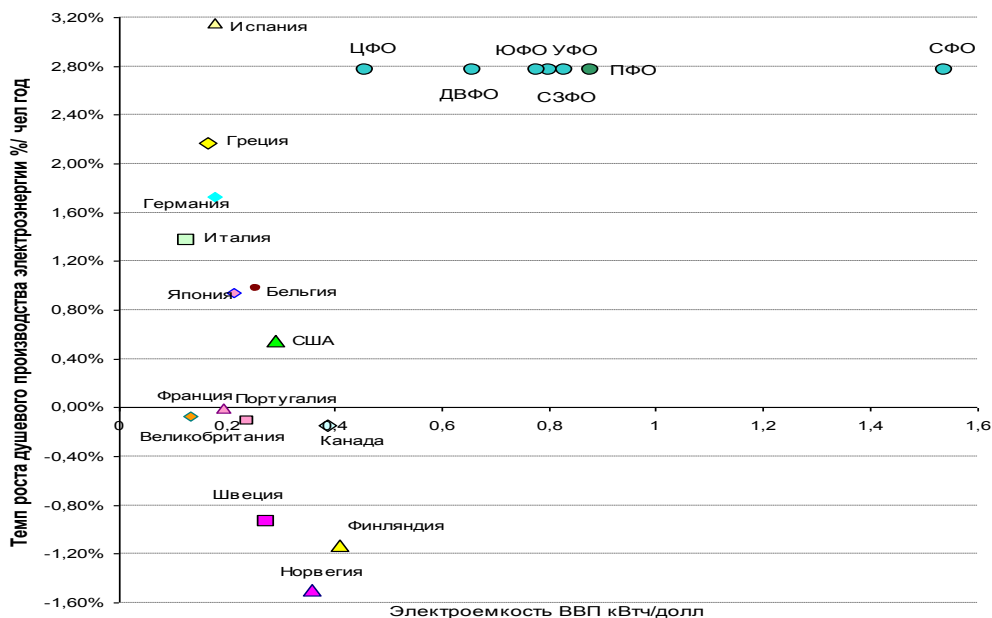


Рис. 7.19. Темп роста УПЭ и электроемкость ВВП развитых стран и федеральных округов России

Дифференцированный подход к анализу регионов Российской Федерации особенно важен, так как ориентация на газомазутные КЭС и широкое развитие ТЭС создала в европейских районах бывшего СССР качественно особую ситуацию: она заключается в том, что большинство электростанций тяготеет к центрам электрической нагрузки. Это обусловлено, как правило, меньшими издержками транспортировки высококачественного топлива по сравнению с передачей электроэнергии. Данное обстоятельство привело к существующей структуре энергосистемы, когда ведущим является принцип самобалансирования отдельных объединенных электроэнергетических систем с созданием между ними относительно слабых электрических связей [7]. Этот принцип получил дальнейшее развитие. Как указано в представленном в 2011 г. на Государственном совете РФ Докладе «О повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации», особенность баланса мощности на перспективный период заключается в том, что ставится задача обеспечения самобаланса всех семи объединенных энергосистем. При этом развитие электрических сетей обеспечит режимные и коммерческие потоки электроэнергии между этими энергообъединениями в необходимых объемах [6].

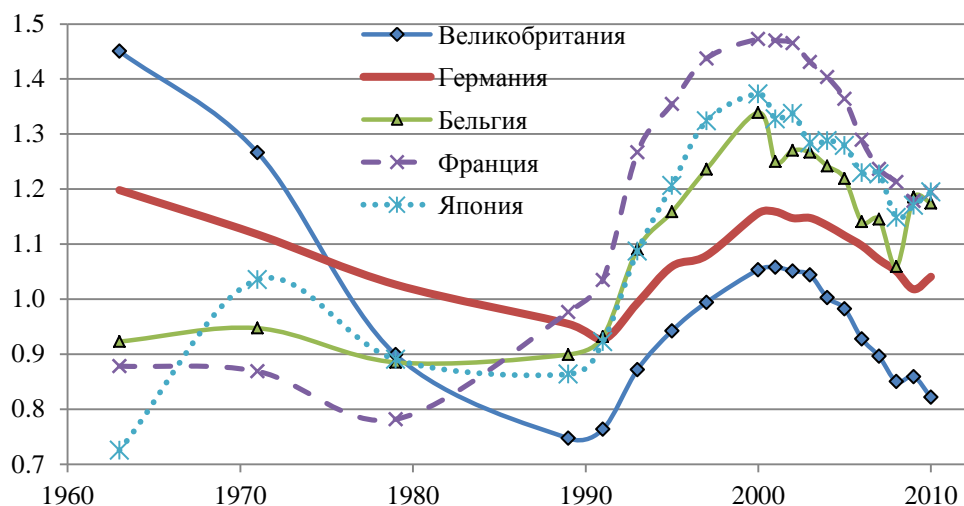


Рис. 7.20. Отношение УПЭ западноевропейских стран и Японии к УПЭ России

Можно видеть, что электроемкость любого федерального округа Российской Федерации превосходит данный параметр всех стран, включая страны Северной группы. Для дальнейших рассуждений хотелось бы определить – с какой страной или группой стран корректно проводить сравнительный анализ электроемкости ВВП России. В связи с этим на рис. 7.20 и 7.21 представлено ежегодное отношение УПЭ стран к значению в России (в знаменателе находится удельное производство электроэнергии России, а в числителе – производство электроэнергии в соответствующей стране). Таким образом, точки, расположенные выше базового уровня, равного единичной ординате, указывают на более высокое УПЭ по сравнению с Россией в соответствующий период, ниже – более низкое. Можно сделать вывод о синхронности на протяжении 1963–2006 гг. роста УПЭ России, Германии с точностью до 10%, Франции – 20% (а с учетом экспорта электроэнергии Франции до 10–12%), Японии и Великобритании с точностью до 45%.

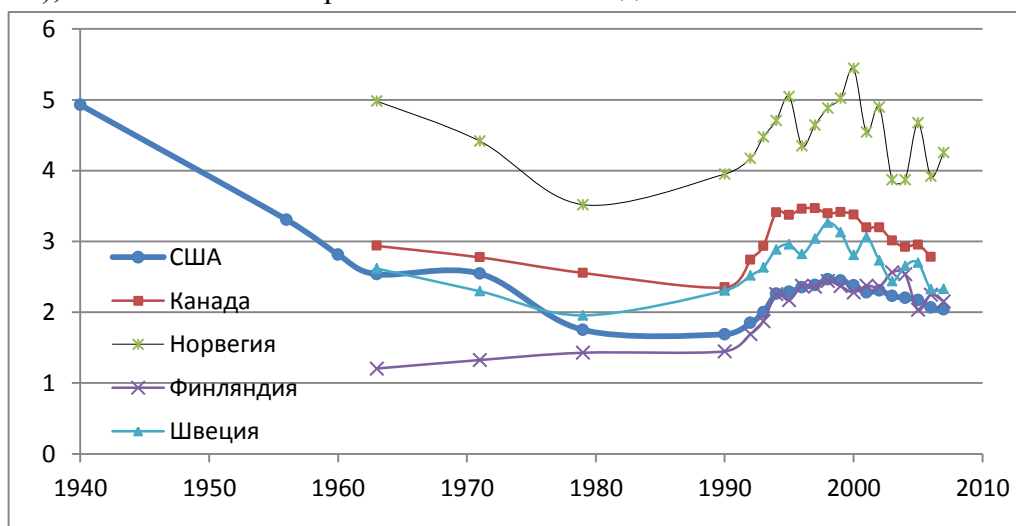


Рис. 7.21. Отношение УПЭ США и Северной группы стран к УПЭ России

Представленные данные подтверждают, что удельная величина потребления электроэнергии является инвариантной величиной и не может быть искусственно лимитирована или увеличена на протяжении значительного периода времени, формируется в тече-

ние нескольких поколений и определяется уровнем социально-экономического развития. Ниже приведено еще одно подтверждение данного положения на основании сравнения УПЭ России с США и странами Северной группы. Россия сокращала отношение УПЭ к аналогичной величине США с 5 кратного разрыва до 1,7 кратного на протяжении 1940–1980 гг., в 1980-х гг. динамика роста производства электроэнергии совпала. В период спада российской экономики 1990-х гг. произошел рост отношения до 2,36 раза, с последующим снижением до 2,16 раза. 70-летняя динамика указывает на то, что задача обогнать и перегнать США по уровню УПЭ является, по-видимому, не реализуемой и, возможно, столь же некорректной, как и отмеченная выше цель сравнить УПЭ норвежца с УПЭ жителя Калифорнии или Германии. Это подтверждает тот факт, что даже в период самой низкой стоимости энергоресурсов, которая стала одной из причин построения энергозатратной российской экономики (рис. 7.9), отношение УПЭ США/Россия никогда не опускалось ниже уровня 1,7.

Еще менее реалистичной является задача догнать по уровню УПЭ страны Северной группы на всей территории России. Во всяком случае, в планах развития энергетики ни одного государства, динамика УПЭ которых сопоставима с российскими показателями на протяжении длительного периода времени, аналогичная задача не ставилась. Как следует из данных табл. 7.5 и рис. 7.22 [31], а также рис. 7.20 и 7.21, отмеченная полувековая синхронность динамики производства электроэнергии среди промышленно развитых стран наблюдается на протяжении практически всего периода становления и развития электроэнергетики. В табл. 7.5 и на рис. 7.22 показаны индексы производства электроэнергии в 1913–1960 гг.

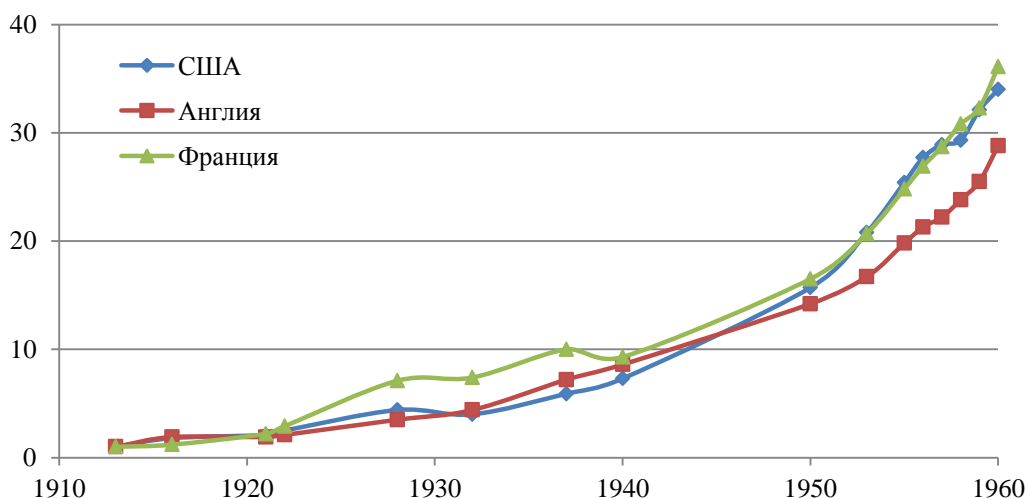


Рис. 7.22. Индексы производства электроэнергии 1913–1960 гг.
(за единицу принят 1913 г.)

Экономический кризис 2008 г. не привел к снижению темпа роста УПЭ стран, находящихся на этапе индустриализации (рис. 7.23). Можно высказать предположение, что для отечественной экономики более актуальной задачей является снижение электроемкости ВВП, чем повышение темпов роста УПЭ. Действительно, в странах, где УПЭ выше россий-

ских значений, электроемкость ВВП ниже. При этом динамика УПЭ и электроемкости ведущих экономик мира (табл. 7.6) подтверждает найденные закономерности.

Таблица 7.5

Индексы производства электроэнергии 1913–1960 гг.

Годы	США	Англия	Франция
1913	1	1	1
1916	1,8	1,9	1,2
1921	2,1	1,9	2,2
1922	2,5	2,1	2,9
1928	4,4	3,5	7,1
1932	4	4,4	7,4
1937	5,9	7,2	10
1940	7,3	8,6	9,3
1950	15,7	14,2	16,5
1953	20,8	16,7	20,7
1955	25,4	19,8	24,8
1956	27,7	21,3	26,9
1957	28,9	22,2	28,7
1958	29,3	23,8	30,8
1959	32,1	25,5	32,3
1960	34	28,8	36,1

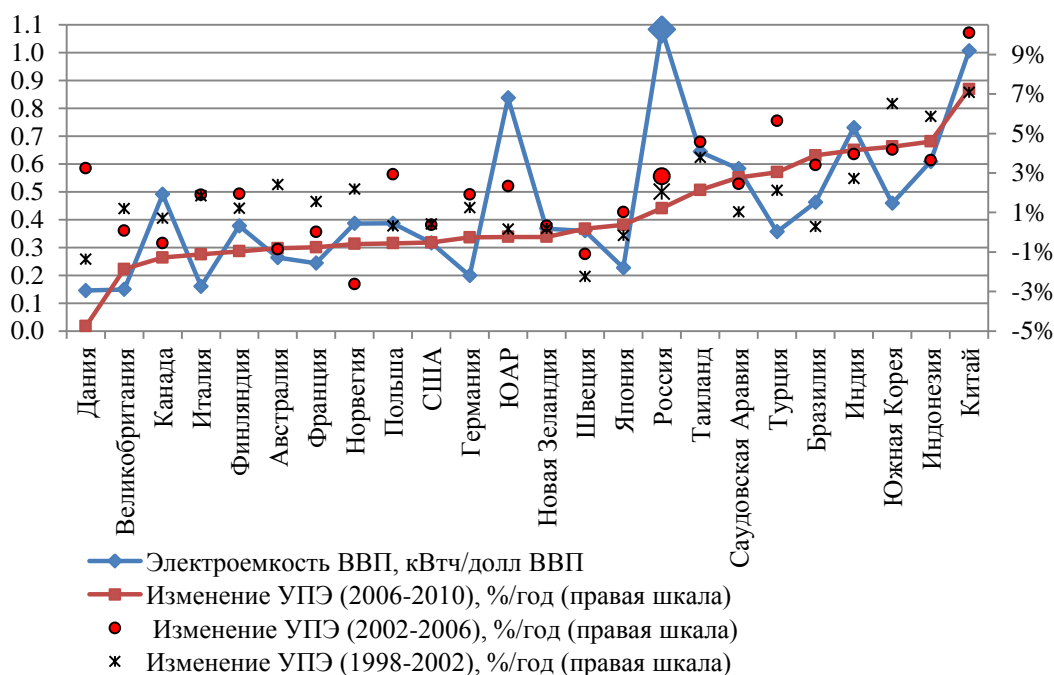


Рис. 7.23. Электроемкость ВВП (2010 г.) и темп изменения УПЭ (2006–2010 гг.)

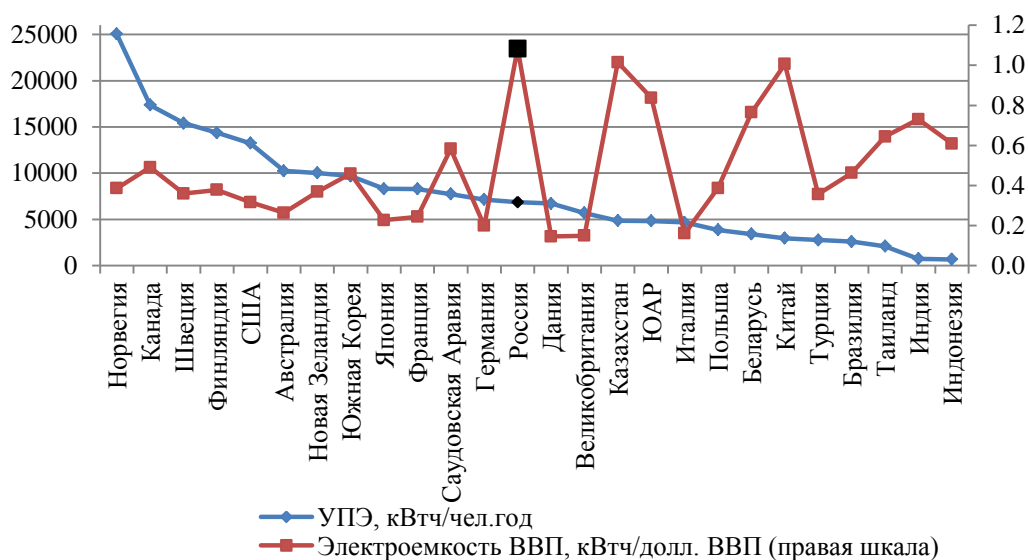


Рис. 7.24. Взаимосвязь УПЭ и электроёмкости ВВП

Таблица 7.6

Изменение УПЭ и электроёмкости ВВП ведущих экономик 1994–2010 гг.

Страна	УПЭ 2010 г., кВт·ч/чел. год	Изменение УПЭ, %/год				Электроёмкость ВВП 2010 г., кВт·ч/долл. ВВП	Изменение электроёмкости ВВП, %/год			
		2006– 2010	2002– 2006	1998– 2002	1994– 1998		2006– 2010	2002– 2006	1998– 2002	1994– 1998
Норвегия	25 048	-0,6	-2,6	2,2	0,3	0,39	0,1	-4,6	0,6	-3,5
Канада	17 370	-1,3	-0,6	0,7	-0,7	0,49	-1,0	-2,3	-2,2	-3,0
Швеция	15 402	0,2	-1,1	-2,2	2,5	0,36	0,0	-4,3	-5,7	-0,3
Финляндия	14 371	-1,0	1,9	1,2	1,4	0,38	-0,4	-1,0	-1,9	-3,0
США	13 249	-0,5	0,4	0,4	1,5	0,32	0,2	-1,6	-1,4	-1,0
Австралия	10 246	-0,8	-0,9	2,4	2,7	0,26	-1,4	-3,1	0,5	-0,3
Новая Зеландия	10 028	-0,2	0,3	0,2	0,6	0,37	0,1	-1,4	-2,7	-1,2
Южная Корея	9703	4,3	4,2	6,5	5,5	0,46	1,7	0,9	0,7	2,9
Япония	8312	0,4	1,0	-0,2	1,8	0,23	0,4	-0,6	-0,7	1,1
Франция	8298	-0,8	0,0	1,6	1,1	0,24	-0,3	-1,3	-0,2	-0,6
Саудовская Аравия	7733	2,8	2,4	1,0	3,9	0,58	2,5	0,9	2,5	3,3
Германия	7145	-0,3	1,9	1,2	1,0	0,20	-1,1	0,7	-0,3	-0,2
Россия	6882	1,2	2,8	2,1	-0,5	1,08	-1,2	-4,7	-5,0	2,2
Дания	6711	-4,8	3,2	-1,4	0,2	0,15	-3,1	1,6	-3,0	-2,2
Великобритания	5698	-1,9	0,1	1,2	2,5	0,15	-1,3	-2,5	-1,6	-0,2
Казахстан	4873	2,3	4,0	4,4	-7,1	1,01	-1,4	-4,7	-4,6	-6,2
ЮАР	4826	-0,2	2,3	0,2	1,0	0,84	-2,0	-0,8	-1,7	0,2
Мальта	4773	-2,1	1,8	3,6	2,0	0,30	-3,9	0,9	1,7	-2,3
Италия	4677	-1,1	1,9	1,8	2,3	0,16	0,4	1,4	0,4	0,6
Украина	3879	-0,2	3,2	1,0	-3,5	1,94	-0,3	-5,4	-5,3	2,9
Польша	3868	-0,6	2,9	0,3	1,4	0,39	-5,2	-1,6	-2,7	-5,2
Беларусь	3420	2,6	4,6	3,3	-8,1	0,76	-4,4	-4,8	-1,6	-12,3
Китай	2962	7,2	10,1	7,1	4,3	1,01	-1,2	2,9	1,0	-3,7
Турция	2768	3,0	5,6	2,1	6,2	0,36	2,2	0,5	2,7	2,6
Бразилия	2600	3,9	3,4	0,3	3,5	0,46	0,7	1,4	-0,4	2,8
Таиланд	2102	2,1	4,6	3,8	3,7	0,64	-0,4	0,5	0,7	4,1
Индия	738	4,2	3,9	2,7	4,1	0,73	-1,6	-2,8	-0,4	0,1
Индонезия	671	4,6	3,6	5,9	4,6	0,61	1,0	0,8	4,0	1,8

Определяющим параметром для УПЭ является структура экономики, поэтому далее приведены данные ИНЭИ РАН о динамике электроемкости различных отраслей отечественной экономики.

В начале XXI в. структурные изменения в экономике (по базовым видам экономической деятельности) в энергоснабжении России оказались в основном завершенными. Поэтому на первые позиции в снижении энергоемкости ВВП вышли такие факторы, как 1) техническое перевооружение действующих производств, включая реализацию энергосберегающих мероприятий, 2) увеличение глубины переработки сырья – рост доли продукции более высоких переделов в суммарном выпуске продукции, это сопровождалось развитием производств на базе новых технологий. С 2000 г. энергоемкости практически всех базовых ВЭД существенно снизились. Причем это касается не только суммарной энергоемкости, но и ее компонентов – удельных расходов электроэнергии, централизованного тепла, котельно-печного топлива (КПТ) и моторного топлива. Одним из немногих исключений стал рост электроемкости добывающих производств. Он вызван преимущественно увеличением удельных расходов на добычу нефти и газа. За период 2000–2008 гг. они выросли: собственно на добычу нефти в 1,29 раза (от 98,6 до 127,4 кВт·ч/т), на компримирование газа дожимными компрессорами в 1,82 раза (от 1,5 до 2,7 кВт·ч/тыс. м³), на бурение нефтегазовых разведочных скважин в 1,62 раза (от 130 до 211 кВт·ч/пм). Увеличение энергоемкости добывающих производств можно связывать с ухудшением горно-геологических условий извлечения и разведки полезных ископаемых [29]. Оценка прироста электропотребления для различных секторов экономики указывает, что более 50% будет приходиться на добычу топлива и будет сосредоточено на Урале (36%) и в Сибири (17%) [370].

7.4. Поддержка схождения региональных значений УПЭ как механизм поддержки роста структурной устойчивости российской экономики

УПЭ является показателем электровооруженности граждан любого государства. Задачи повышения УПЭ на десятки процентов в XXI в. не реализовались в развитых странах. Соотношения УПЭ Германии, Великобритании, Японии и более северных стран сохраняются практически неизменными. За прошедшее десятилетие задача увеличения УПЭ на 74% до 12,43 МВт·ч/чел., а тем более на 178% до уровня Канады и последующего роста этого показателя в России оказалась не только недостижимой, но и некорректно поставленной. Процесс выхода УПЭ на насыщение стал отличительной особенностью не только всех стран G7, но и большинства развитых стран. Отсутствуют предпосылки для его прекращения как минимум в ближайшие десятилетие. Как минимум в последнее десятилетие УПЭ в развитых странах не увеличивается. В 2008–2016 гг. происходило восстановление УПЭ в стране до уровня 1990 г. – 7,27 МВт·ч/чел год. В 2008-2018 гг. УПЭ увеличилось с 7,16 до 7,54 МВт·ч/чел год. При увеличении УПЭ в ряде регионов на десятки процентов, динамика интегрального значения в стране меняется крайне незначительно и имеет S-образный характер, аналогичный характеру изменения этого показателя в развитых странах.

Рост потребления электроэнергии будет опережать рост потребления других энергоносителей и согласно базовому прогнозу МЭА составит к 2040 г. 60% от сегодняшнего уровня. Вместе с тем «энергетический мир характеризуется рядом глубоких диспропорций: почти миллиард человек до сих пор не имеют доступа к электричеству»¹. К 2030 г. более 600 млн человек преимущественно в сельских территориях Африки не будут иметь доступа к электричеству. Около 50% населения мира, не имеющего доступа к электричеству, будет проживать в Демократической Республике Конго, Нигерии, Уганде, Нигере и Судане.

Электропотребления увеличивается как в результате роста численности населения, так и повышения удельного душевого потребления электроэнергии (УПЭ, МВт·ч/чел. в год). Высокими темпами УПЭ растет в развивающихся странах (табл. 7.7).

Таблица 7.7

Динамика УПЭ в развивающихся странах

Страна	УПЭ, МВт·ч/чел. в год					Среднегодовое изменение УПЭ, %/год			
	1990	2000	2006	2012	2018	1990–2000	2000–2006	2006–2012	2012–2018
Ю. Корея	2,19	5,64	7,66	9,82	10,9	9,9	5,2	4,2	1,8
Китай	0,47	0,91	1,87	3,20	4,43	6,8	12,7	9,4	5,5
Турция	0,87	1,57	2,08	2,61	3,06	6,1	4,8	3,9	2,7
Бразилия	1,45	1,91	2,05	2,47	2,50	2,8	1,2	3,1	0,2
Мексика	1,19	1,52	1,85	2,16	2,21	2,5	3,4	2,6	0,4
Индия	0,25	0,36	0,47	0,66	0,92	3,9	4,3	6,1	5,6
Индонезия	0,15	0,38	0,49	0,70	0,88	9,4	4,5	6,1	3,7
Нигерия	0,08	0,07	0,11	0,15	0,14	-1,3	6,1	6,0	-0,7

Рост энергопотребления обусловлен не только ростом численности населения Земли, но процессом выравнивания удельного энергопотребления между развивающимися и развитыми странами. Причем наибольшую значимость приобретает именно вторая причина роста потребления энергии. Как по скорости, так и по необходимым масштабам удовлетворения спроса в силу выравнивания энергопотребления между развивающимся и развитым миром общество уже приблизилось к пределу ресурсных возможностей. Различные социологические и демографические исследования показывают, что численность населения связана с уровнем жизни людей, и при достаточно комфортных условиях во всем мире наблюдается стабилизация по этому показателю. Примером тому являются современные демографические тенденции в странах Европы, США, Канаде, Японии [660]. Если в 1960-х гг. различие в удельном потреблении энергии в развитых и развивающихся странах составляло более 20 раз, то к 2010-х гг. оно сократилось примерно до 7 раз. Эта тенденция выравнивания удельного энергопотребления тщательно анализировалась, надёжно подтверждена статистическими данными и указывает на то, что индустриализация развивающегося мира происходит существенно более высокими темпами по сравнению с развитыми странами [622].

Но 2010-е гг. в экономическом развитии развитых стран появился новый фактор, имеющий непосредственное отношение к увеличению их электропотребления. Это реин-

¹ World Energy Outlook (WEO-2018).

дустриализации – возврат целых отраслей, ранее вынесенных в развивающиеся страны, и восстановление промышленной базы на новой технологической основе [658, с. 54]. Реиндустриализация стала объективной необходимостью, основой основ экономического развития. Оставив в прошлом рассуждения о возможности построения постиндустриального общества [659, с. 32], к этому факту пришли высокотехнологичные страны Западной Европы и США и по меньшей мере на протяжении десятилетия проводят экономическую политику, направленную на противодействие долгосрочной негативной тенденции снижения удельного веса обрабатывающей промышленности в ВВП путем разработки механизмов решоринга – возвращения выведенного ранее за рубеж производства с целью сохранения рабочих мест и помощи национальным компаниям в борьбе с иностранными конкурентами. В Германии решорингу отводится роль важного фактора перспективного развития сектора обрабатывающей промышленности (включая так называемую индустрию 4.0). В Италии решоринг увязывают, прежде всего, с программой создания бренда «на 100% сделано в Италии», нацеленной на стимулирование возвращения производств итальянских компаний обратно в страну. Министерство промышленного обновления во Франции недавно одновременно с принятием мер, направленных на ограничение аутсорсинга и офшоринга, также инициировало ускорение процесса решоринга. В Великобритании, решоринг рассматривают как инструмент, способный сбалансировать структуру экономики [658, с. 56]. Согласно исследованию, проведенному компанией Boston Consulting Group (BCG), более 50% компаний США с объемом продаж свыше 1 млрд долл. либо продолжают перенос рабочих мест обратно в страну, либо планируют это сделать в ближайшее время [660]. Сегодня решоринг затронул широкий круг отраслей обрабатывающей промышленности, включая низкотехнологичные (производство обуви, одежды в Европе и мебели – в США), а также такие высокотехнологичные отрасли, как электроника, но общая динамика снижения доли обрабатывающей промышленности в ВВП сохраняется [658, с. 61].

Несмотря на эти тенденции сохраняется закономерность прекращения роста УПЭ в развитых странах и его выход на характерный для каждой страны свой асимптотический уровень. Но если в 2000-х гг. она имела явно выраженный характер в странах Северной Европы, Великобритании, Канаде, США, Австралии (выделены курсивом в табл. 7.8) и только стала проявляться в западноевропейских странах и Японии [335], то в 2010-е гг. отсутствие роста УПЭ стало отличительным признаком большинства развитых стран.

Не менее значимой особенностью развитых стран является отсутствие сокращения дифференциации в УПЭ в последние четверть века: различия УПЭ Норвегии и Великобритании в 1990 г. составляло 4,66, а в 2018 г. увеличилось до 5,12. В 5 раз большее потребление норвежца по сравнению с англичанином сохраняется с конца XX в. несмотря на то, что страны расположены на разных берегах одного моря, течения которого определяют их климат, и расстояние между их столицами менее 1200 км. Кратно более высокое УПЭ Норвегии обусловлено низкими издержками производства электроэнергии, где доля ГЭС составляет 98%. Поэтому в стране при альтернативе использования различных видов энергоресурсов, например, при отоплении, предпочтение отдается более экологичной электроэнергии. То есть, *после выхода на некоторый, для каждой территории свой пре-*

дельный УПЭ дальнейшего его роста, по крайней мере, в последние 20–25 лет в развитых странах не происходит.

Таблица 7.8

Динамика УПЭ в развитых странах

	УПЭ, МВт·ч/чел. в год					Среднегодовое изменение УПЭ, %/год			
	1990	2000	2006	2012	2018	1990–2000	2000–2006	2006–2012	2012–2018
<i>Норвегия</i>	23,1	24,9	23,8	23,2	23,7	0,7	–0,7	–0,4	0,4
<i>Канада</i>	15,6	16,5	16,4	15,6	14,3	0,6	–0,1	–0,8	–1,5
<i>Швеция</i>	15,3	15,2	14,9	13,9	13,2	0,0	–0,4	–1,2	–0,9
<i>США</i>	10,9	12,9	12,8	12,2	12,2	1,7	–0,1	–0,8	–0,1
<i>Австралия</i>	7,85	9,63	9,81	9,77	9,29	2,1	0,3	–0,1	–0,8
<i>Япония</i>	6,20	7,56	7,85	7,58	8,06	2,0	0,6	–0,6	1,0
<i>Нидерланды</i>	4,95	6,26	6,73	6,45	6,73	2,4	1,2	–0,7	0,7
<i>Франция</i>	5,55	6,78	7,01	6,88	6,58	2,0	0,6	–0,3	–0,7
<i>Германия</i>	6,06	6,10	6,60	6,71	6,38	0,1	1,3	0,3	–0,8
<i>Италия</i>	3,86	4,90	5,47	5,16	5,01	2,4	1,8	–1,0	–0,5
<i>Великобритания</i>	4,96	5,79	5,82	5,10	4,62	1,6	0,1	–2,2	–1,6

Страны, завершившие этап индустриального развития, сокращают или полностью ликвидируют в своей стране энергоемкие производства с малой добавленной стоимостью. Производства, приводящие к наиболее негативным антропогенным воздействиям на окружающую среду, на протяжении десятилетий выводились в развивающиеся страны. А сегодняшний возврат некоторой их части, причем функционирующих на основе принципиально других технологических решениях, не приводит к росту УПЭ в этих странах. В результате налицо факт стабилизации УПЭ на значении менее 8 МВт·ч/чел. в год для стран Западной Европы и Японии и на уровне Σ 12 МВт·ч/чел. в год для стран Северной Европы, США и Канады.

В России потребление электроэнергии по сравнению с 1990 г. осталось неизменным с точностью до 3%. В 2016 г. этот показатель достиг уровня 1990 г. (1073,839 млрд кВт·ч) в 2016 г. и к 2018 г. увеличилось на 3% (до 1108,134 млрд кВт·ч). Но потребление в регионах имело разнонаправленный характер. В регионах – крупных потребителей с объемом потребления более 20 млрд кВт·ч/год (правая прямоугольная область на рис. 7.25) наблюдался рост электропотребления: в Тюменской области на 51%, в Москве на 50%, в Санкт-Петербурге на 44%, в Краснодарском крае на 37%, в Московской обл. на 29%, в Ленинградской обл. на 27%.

Причиной роста электропотребления в Тюменской области является увеличение в российской экономике значения добычи углеводородов. К 2003 г. электропотребление в регионе восстановилось после переходного периода к уровню 1990 г. и рост, становясь все более плавным (форма S-образной кривой) происходит по настоящее время. Причина роста после 2008 г. – увеличение численности населения. В 2008 г. в регионе УПЭ вышло на насыщение и на протяжении десятилетия находится на уровне 26–27 МВт·ч/год на человека.

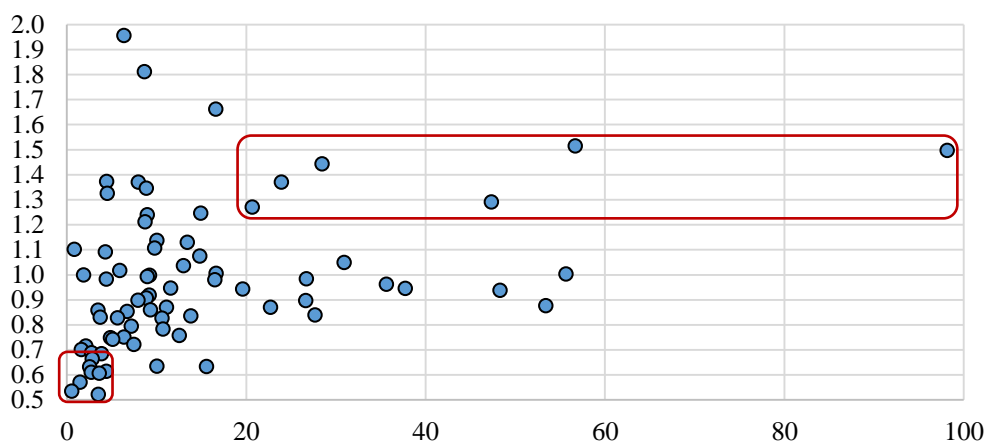


Рис. 7.25. Распределение субъектов Российской Федерации по объему потребления электроэнергии (млрд кВт·ч/год) в 2018 г. и изменению потребления за 1990–2018 гг.

Миграция населения в городские агломерации обусловила рост электропотребления в двух столицах – Москве и Санкт-Петербурге. В то же время следует отметить отсутствие роста электропотребления в региональных столицах – локальных центрах притяжения населения. Для них характерно снижение электропотребления (Екатеринбург, Ростов на Дону, Нижний Новгород, Самара), либо в лучшем случае сохранение уровня 1990 г. (Новосибирск). Причина роста электропотребления на Кубани – благоприятные природные ресурсы, единственная (до 2014 г.) территория в западной части страны с теплым морским побережьем.

Лидерами по росту электропотребления (более 80%) и УПЭ среди регионов с относительно небольшим потреблением (до 10 млрд кВт·ч/год) являются Хакасия и Калужская область.

В Хакасии рост электропотребления был обусловлен вводом в эксплуатацию алюминиевого завода. После выхода его на проектную мощность в 2008 г. как электропотребление, так и УПЭ перестали расти и за десять лет снизились на 3%. Производство алюминия и последующий экспорт «энергетических консервов» стал причиной роста электропотребления не только в Хакасии, но и сохранения объема электропотребления в Иркутской области. При этом в результате прошедшей депопуляции УПЭ в Иркутской области увеличилось в 1990–2008 гг. на 13%.

В Калужской области росту электропотребления до 8,6 млрд кВт·ч и УПЭ до 8,6 МВт·ч/чел. в год в 2010-е гг. предшествовало предварительное восстановление УПЭ до уровня 1990 г. – 4,5 МВт·ч/чел. в год. Это единственный регион в Российской Федерации, где столь существенный рост УПЭ не связан с развитием сырьевого сектора экономики, а обусловлен реализацией новых инвестиционных проектов, значительная часть которых приходится на автомобилестроение. Доля автопрома в экономике региона в 2006–2019 гг. увеличилась практически с 1 до 35% и составляет порядка 300 млрд рублей². Но несмотря на столь активную трансформацию экономики, регион не стал новой точкой притяжения

² Доля автопрома в экономике Калужской области за 13 лет выросла с 1 до 35%. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7038823> (дата обращения 20.06.20).

миграционных потоков. В 2011 г. депопуляция в Калужской области только прекратилась и в 2010-е гг. население региона остается неизменным с точностью до 1%.

Более чем на 25% электропотребление выросло в Калининградской, Томской, Сахалинской областях и Забайкальском крае, Республиках Адыгея, Алтай, Дагестан и Ингушетия.

Особенностью регионов с явно выраженной отрицательной динамикой является их небольшой объем потребления электроэнергии – менее 4 млрд кВт·ч /год (нижняя левая прямоугольная область на рис. 7.25). То есть происходит увеличение расхождения регионов по этому показателю: к регионам-лидерам по объему электропотребления потребление электроэнергии растет в отличие от антилидеров: Ивановской области с падением потребления электроэнергии на 48%, Республик Калмыкия, Северная Осетия, Марий Эл и Тамбовской, Курганской, Магаданской, Орловской, Брянской областей, где электропотребление снизилось на треть и более. Среди регионов с объемом потребления 10–15 млрд кВт·ч в год наиболее значительное снижение произошло в Волгоградской и Тульской областях: на 37%, в Мурманской области, Алтайском и Ставропольском краях – более чем на 17%. Среди крупных регионов-потребителей более чем на 10% потребление электроэнергии уменьшилось в Красноярском крае до 53,4 млрд кВт·ч в год, Нижегородской области до 22,7 млрд кВт·ч в год (на 12%) и в Республике Башкортостан до 27,7 млрд кВт·ч в год (на 16%).

Помимо длинноволновых процессов следует выделить динамичные изменения последних лет. В 2014–2018 гг. наибольшие темпы роста электропотребления характерны для Севастополя (49%), при росте потребления в Крыму на 5%, в Калужской, Амурской, Магаданской областях, Республиках Дагестан и Якутия – более чем на 20%. Снижение электропотребления в этот период произошло в Северной Осетии на 28% и Волгоградской области на 10%.

Перейдя к анализу динамики УПЭ, следует отметить стабильность этого показателя с точностью до 3,7% (7,27 и 7,54 МВт·ч/чел. в год) в масштабе Российской Федерации в 1990 и 2019 г. Но в регионах динамика УПЭ, как и динамика объемов электропотребления имеет разнонаправленный характер. В табл. 7.9–7.12 приведены данные по всем регионам. Они разделены на четыре группы: находящиеся в Европейской и Азиатской частях, снизившие и увеличившие электропотребление за 1990–2018 гг.

В 1990–2018 гг. лидерами по росту УПЭ стали Калужская и Сахалинская области с ростом более чем на 90%, Республика Хакасия и Магаданская области с ростом более чем на 70%. Снижение УПЭ за этот период более чем на 47% произошло в Республиках Чечня и Северная Осетия, более чем на 37% в Калмыкии и Кабардино-Балкарии, на 30% и более в Волгоградской и Ивановской областях, Республике Марий Эл. В период 2014–2018 гг. лидерами роста стал Севастополь, где рост УПЭ составил 36% при увеличении этого показателя в Крыму на 4%. По-видимому, это связано не столько с массовой установкой кондиционеров, сколько с налаживанием учета потребления электроэнергии в городе и, соответственно, за счет снижения коммерческих потерь в электросетях (сокращается неучтенное потребление). В итоге УПЭ Севастополя стало 4,8 МВт·ч/чел. в год, что является характерной величиной для городов России – Москвы, где УПЭ увеличилось в

1990–2018 гг. с 4,2 до 4,5 МВт·ч/чел. в год, и Санкт-Петербурга, где УПЭ за 28 лет выросло с 3,9 до 5,3 МВт·ч/чел. в год. Общая закономерность – более низкий уровень УПЭ в столице и крупных городах по сравнению со средним значением в государстве присуща всем развитым странам [26, с. 26].

Таблица 7.9

*Регионы Европейской части России,
увеличившие потребление электроэнергии в 1990–2018 гг.*

Регион	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч/год				Население, млн чел.				УПЭ, МВт·ч/чел. в год			
	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018
Вологодская область	13,8	12,5	14,3	14,8	1,35	1,30	1,19	1,18	10,2	9,6	12,0	12,6
Ленинградская область	16,3	13,3	20,3	20,7	1,67	1,69	1,76	1,81	9,8	7,9	11,5	11,4
Липецкая область	12,5	10,1	12,2	13,0	1,23	1,23	1,16	1,15	10,2	8,2	10,6	11,3
Белгородская область	12,0	11,1	14,9	14,9	1,39	1,50	1,54	1,55	8,6	7,4	9,7	9,6
Архангельская область	8,84	7,11	9,95	10,0	1,58	1,39	1,19	1,16	5,6	5,1	8,3	8,7
Калужская область	4,78	3,92	6,91	8,66	1,07	1,07	1,00	1,01	4,5	3,7	6,9	8,6
Татарстан	29,5	23,4	27,3	30,9	3,65	3,79	3,84	3,89	8,1	6,2	7,1	7,9
Удмуртская Республика	8,85	7,18	9,53	9,80	1,61	1,60	1,52	1,51	5,5	4,5	6,3	6,5
Московская область	36,7	30,2	42,4	47,3	6,70	6,63	7,13	7,50	5,5	4,6	5,9	6,3
Санкт-Петербург	19,7	16,5	25,5	28,5	5,00	4,74	5,13	5,35	3,9	3,5	5,0	5,3
Севастополь			1,41	2,10	0,39		0,40	0,44			3,1	4,8
Москва	37,4	37,9	55,1	56,7	8,88	9,93	12,1	12,5	4,2	3,8	4,6	4,5
Калининградская область	3,23	2,98	4,53	4,44	0,88	0,96	0,96	0,99	3,7	3,1	4,7	4,5
Краснодарский край	17,4	14,6	21,6	23,9	4,64	5,13	5,40	5,60	3,8	2,8	4,0	4,3
Астраханская область	3,93	3,62	4,46	4,29	1,00	1,01	1,02	1,02	3,9	3,6	4,4	4,2
Крым			5,82	6,11	2,07		1,90	1,91			2,9	3,2
Адыгея		0,90	1,34	1,45	0,43	0,45	0,45	0,45		2,0	3,0	3,2
Карачаево-Черкессия		1,17	1,31	1,40	0,42	0,44	0,47	0,47		2,7	2,8	3,0
Дагестан	3,26	3,50	5,23	6,38	1,82	2,44	2,96	3,06	1,8	1,4	1,8	2,1
Ингушетия		0,37	0,66	0,77	0,19	0,34	0,45	0,49	0,0	1,1	1,4	1,6

За 2014–2018 гг. УПЭ увеличилось на 20% и более в Амурской (до 10,9 МВт·ч/чел. в год), Магаданской (до 17,7 МВт·ч/чел. в год), Калужской (до 8,6 МВт·ч/чел. в год) областях и Республике Якутия (до 9,3 МВт·ч/чел. в год). Следует отметить рост УПЭ в Краснодарском крае на 4,5% до 4,3 МВт·ч/чел. в год в 2013–2018 гг. после ввода в эксплуатацию комплекса олимпийских объектов. Наибольшее снижение УПЭ в 2014–2018 гг. происходило в Республике Северная Осетия – на 28% до 2,1 МВт·ч/чел. в год. УПЭ на более чем на 5% снизилось в Волгоградской до 6,2 МВт·ч/чел. в год, Калининградской до 4,5 МВт·ч/чел. в год и Томской до 8,2 МВт·ч/чел. в год областях.

Таблица 7.10

**Регионы Европейской части России,
снизившие потребление электроэнергии в 1990–2018 гг.**

Регион	Потребление электро- энергии, млрд кВт·ч/год				Население, млн чел.				УПЭ, МВт·ч/чел. в год			
	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018
Мурманская область	16,6	12,6	12,2	12,5	1,19	0,94	0,77	0,75	13,9	13,5	15,9	16,7
Карелия	8,83	7,65	7,69	7,93	0,79	0,74	0,63	0,62	11,2	10,4	12,1	12,7
Коми	9,98	7,80	9,10	9,17	1,25	1,06	0,87	0,84	8,0	7,4	10,4	10,9
Пермский край	27,1	21,5	26,3	26,7	3,03	2,88	2,64	2,62	9,0	7,5	10,0	10,2
Оренбургская область	16,8	14,4	15,5	16,5	2,15	2,21	2,01	1,98	7,8	6,5	7,7	8,3
Самарская область	29,7	21,3	26,8	26,6	3,24	3,29	3,21	3,19	9,2	6,5	8,4	8,3
Курская область	9,77	8,15	8,45	8,86	1,33	1,28	1,12	1,12	7,3	6,4	7,6	7,9
Тверская область	9,25	6,36	8,10	9,23	1,67	1,54	1,33	1,28	5,6	4,1	6,1	7,2
Новгородская область	4,46	3,05	4,08	4,38	0,75	0,72	0,62	0,61	5,9	4,2	6,6	7,2
Ярославская область	9,03	6,90	7,58	8,96	1,47	1,41	1,27	1,27	6,1	4,9	6,0	7,1
Нижегородская область	26,1	20,8	22,4	22,6	3,78	3,63	3,28	3,23	6,9	5,7	6,8	7,0
Башкортостан	33,0	24,3	26,4	27,7	3,94	4,12	4,07	4,06	8,4	5,9	6,5	6,8
Тульская область	15,8	10,5	10,0	10,0	1,86	1,74	1,52	1,49	8,5	6,0	6,6	6,7
Смоленская область	8,50	5,67	6,10	6,38	1,16	1,10	0,97	0,95	7,3	5,2	6,3	6,7
Волгоградская область	24,6	16,8	17,2	15,6	2,62	2,74	2,57	2,52	9,4	6,1	6,7	6,2
Рязанская область	7,90	5,57	6,52	6,74	1,35	1,27	1,14	1,12	5,9	4,4	5,7	6,0
Кировская область	10,3	7,14	7,47	7,47	1,65	1,55	1,31	1,28	6,3	4,6	5,7	5,8
Костромская область	4,46	3,29	3,62	3,71	0,80	0,76	0,66	0,64	5,5	4,3	5,5	5,8
Саратовская область	16,5	12,4	13,9	13,8	2,70	2,71	2,50	2,46	6,1	4,6	5,6	5,6
Владимирская область	9,04	6,10	7,28	7,18	1,66	1,58	1,41	1,38	5,5	3,9	5,1	5,2
Воронежская область	12,2	9,14	10,8	11,5	2,47	2,44	2,33	2,33	4,9	3,7	4,6	5,0
Ростовская область	20,8	13,0	17,9	19,6	4,31	4,45	4,25	4,22	4,8	2,9	4,2	4,6
Ульяновская область	6,82	6,27	5,77	5,64	1,41	1,43	1,27	1,25	4,8	4,4	4,5	4,5
Мордовия	4,06	2,77	3,42	3,48	0,96	0,92	0,81	0,81	4,2	3,0	4,2	4,3
Чувашия	6,87	5,00	5,07	5,10	1,34	1,33	1,24	1,23	5,1	3,7	4,1	4,1
Марий Эл	4,44	2,55	2,59	2,71	0,75	0,74	0,69	0,68	5,9	3,4	3,8	4,0
Орловская область	4,27	3,03	2,69	2,84	0,90	0,88	0,77	0,75	4,8	3,4	3,5	3,8
Ставропольский край	12,8	8,18	9,71	10,6	2,44	2,74	2,79	2,80	5,3	3,0	3,5	3,8
Пензенская область	6,49	4,27	4,77	4,86	1,55	1,50	1,36	1,33	4,2	2,8	3,5	3,6
Тамбовская область	5,95	4,09	3,42	3,61	1,32	1,23	1,07	1,03	4,5	3,3	3,2	3,5
Ивановская область	6,70	4,30	3,43	3,49	1,30	1,19	1,04	1,01	5,2	3,6	3,3	3,4
Псковская область	2,98	2,01	1,92	2,13	0,84	0,79	0,66	0,64	3,5	2,5	2,9	3,3
Брянская область	5,67	3,42	4,01	3,88	1,47	1,42	1,24	1,21	3,9	2,4	3,2	3,2
Северная Осетия-Алания	2,57	2,04	2,04	1,47	0,65	0,69	0,70	0,70	4,0	2,9	2,9	2,1
Калмыкия	1,01	0,62	0,50	0,54	0,33	0,31	0,28	0,28	3,1	2,0	1,8	2,0
Чечня	4,01	0,49	2,54	2,76	1,10	1,11	1,35	1,44	3,6	0,4	1,9	1,9
Кабардино-Балкария	2,30	1,60	1,50	1,61	0,76	0,88	0,86	0,87	3,0	1,8	1,7	1,9

**Регионы Урала, Сибири и Дальнего Востока,
увеличившие потребление электроэнергии в 1990–2018 гг.**

Регион	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч/год				Население, млн чел.				УПЭ, МВт·ч/чел. в год			
	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018
Хакасия		9,92	16,4	16,6	0,57	0,56	0,53	0,54		17,8	30,7	30,9
Тюменская область с ХМАО и ЯНАО	65,6	52,4	95,7	98,1	3,15	3,22	3,55	3,69	20,8	16,3	27,0	26,6
Иркутская область	55,5	52,2	56,2	55,6	2,79	2,64	2,42	2,40	19,9	19,8	23,3	23,2
Амурская область	7,20	9,29	7,02	8,72	1,06	0,94	0,81	0,80	6,8	9,9	8,7	10,9
Якутия	7,25	6,82	7,38	8,98	1,11	0,96	0,95	0,96	6,5	7,1	7,7	9,3
Сахалинская область	3,41	2,67	3,94	4,52	0,71	0,57	0,49	0,49	4,8	4,7	8,0	9,2
Еврейская автономная об- ласть		1,02	1,28	1,33	0,22	0,20	0,17	0,16		5,2	7,5	8,2
Томская область	6,59	7,22	9,24	8,86	1,08	1,06	1,07	1,08	6,1	6,8	8,6	8,2
Забайкальский край	5,81	6,59	7,87	7,96	1,32	1,19	1,09	1,07	4,4	5,5	7,2	7,4
Приморский край	11,8	9,50	12,6	13,4	2,30	2,14	1,94	1,91	5,2	4,4	6,5	7,0
Бурятия	5,79	4,88	5,36	5,89	1,05	1,00	0,97	0,98	5,5	4,9	5,5	6,0
Новосибирская область	16,5	13,0	15,9	16,6	2,74	2,73	2,73	2,79	6,0	4,8	5,8	6,0
Камчатский край	1,86	1,64	1,71	1,86	0,48	0,37	0,32	0,32	3,9	4,4	5,4	5,9
Алтай		0,47	0,55	0,60	0,19	0,20	0,21	0,22		2,3	2,6	2,7
Тыва	0,74	0,64	0,72	0,82	0,31	0,31	0,31	0,32	2,4	2,1	2,3	2,5

Совместный анализ динамики численности населения и объемов электропотребления позволяет сделать следующие выводы.

Отрицательная динамика роста населения является более инерционным явлением по сравнению с изменением электропотребления: улучшение экономических показателей региона, развитие промышленного производства на протяжении десятилетия, происходящее даже столь интенсивно как в Калужской области, не является достаточным условием для прекращения депопуляции.

Во всех как западных (Санкт-Петербург, Москва, Московская область, Крым, Севастополь, Краснодарский край, Республики Дагестан, Чечня, Кабардино-Балкария и Ингушетия), так и восточных регионах (Тюменская, Новосибирская, Томская области, Красноярский край, Республики Якутия, Бурятия и Тыва) с положительной динамикой населения в 2014–2018 гг. происходил рост электропотребления.

Происходит перераспределение населения с северных территорий с высоким УПЭ (Мурманской, Вологодской, Архангельской областей, Пермского края, Республик Коми и Карелия; Иркутской, Магаданской, Кемеровской, Амурской областей, Чукотки и т.д.) в регионы со значительно более низким УПЭ. Поэтому несмотря на рост УПЭ в большинстве регионов по отдельности, в целом по стране этот показатель практически постоянен (за 1990–2018 гг. вырос на 3,7%, а за 2014–2018 гг. – на 1,8%).

**Регионы Урала, Сибири и Дальнего Востока,
снизившие потребление электроэнергии в 1990–2018 гг.**

Регион	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч/год				Население, млн чел.				УПЭ, МВт·ч/чел. в год			
	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018
Красноярский край	60,9	48,7	53,1	53,4	3,16	3,02	2,85	2,88	19,3	16,1	18,6	18,6
Магаданская область	4,03	2,59	2,11	2,54	0,39	0,20	0,15	0,14	10,3	12,8	14,1	17,7
Чукотский автономный округ		0,61	0,68	0,72	0,16	0,06	0,05	0,05		9,9	13,5	14,6
Кемеровская область	37,0	31,8	35,8	35,6	3,10	2,96	2,73	2,69	11,9	10,8	13,1	13,2
Свердловская область	51,5	41,9	45,6	48,3	4,77	4,58	4,32	4,33	10,8	9,2	10,6	11,2
Челябинская область	39,9	31,6	36,5	37,7	3,70	3,66	3,49	3,49	10,8	8,7	10,5	10,8
Хабаровский край	10,8	7,40	8,80	9,34	1,62	1,47	1,34	1,33	6,7	5,0	6,6	7,0
Омская область	12,7	9,23	10,7	11,0	2,15	2,14	1,97	1,96	5,9	4,3	5,4	5,7
Курганская область	7,16	4,76	4,43	4,39	1,11	1,06	0,88	0,85	6,5	4,5	5,0	5,2
Алтайский край	13,6	10,5	11,0	10,7	2,64	2,65	2,39	2,35	5,2	4,0	4,6	4,6

На рис. 7.26 представлена взаимосвязь УПЭ и рентабельности проданных товаров, работ, услуг для регионов западной части Российской Федерации, а на рис. 7.27 ее восточной части. Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- отрицательная рентабельность продаж товаров, работ, услуг характерна для энергетически бедных регионов с УПЭ менее 2 МВт·ч/чел в год в западной части России и с УПЭ менее 2,6 МВт·ч/чел в год в восточной части, а также для Еврейской автономной области, где УПЭ составляет 7,6 МВт·ч/чел. в год;

- рост рентабельности по мере роста регионального УПЭ во всем диапазоне в западной и до 12 МВт·ч/чел. в год в восточной части России, причем в 2014–2017 гг. эта закономерность стала более выраженной;

- по мере роста УПЭ более 13 МВт·ч/чел. в год в восточных регионах наблюдается снижение регионального показателя рентабельности проданных товаров, работ, услуг.

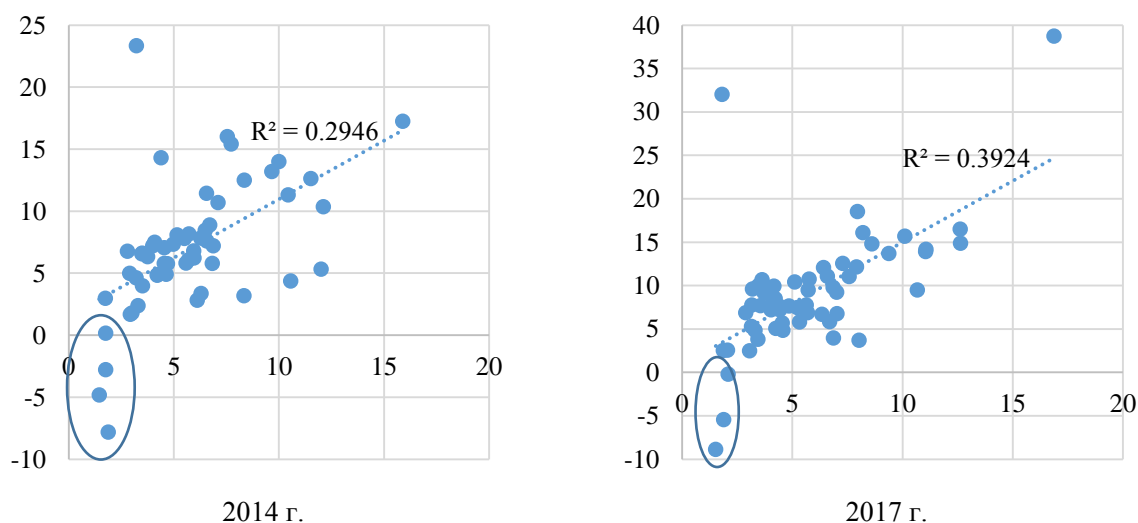
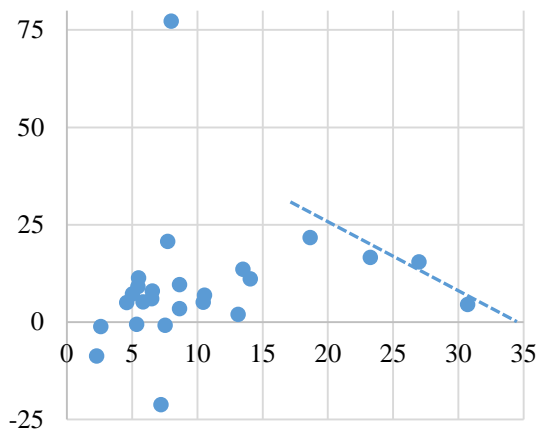
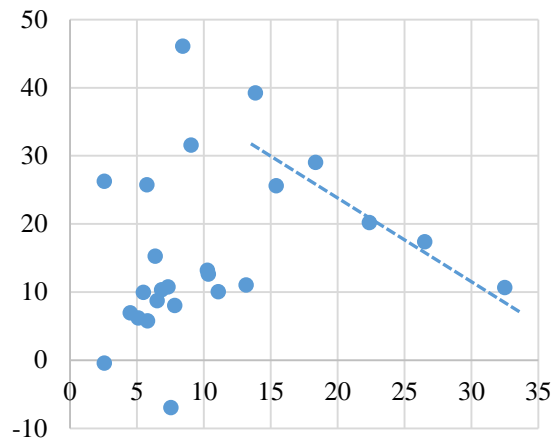


Рис. 7.26. Взаимосвязь УПЭ (МВт·Ч/чел. год) и рентабельности проданных товаров, работ, услуг в западных регионах (%)



2014 г.



2017 г.

Рис. 7.27. Взаимосвязь УПЭ (МВт·ч/чел. год) и рентабельности проданных товаров, работ, услуг в восточных регионах (%)

В ходе исследования полученных закономерностей на основе теории техноценозов определены причины наблюдаемых закономерностей.

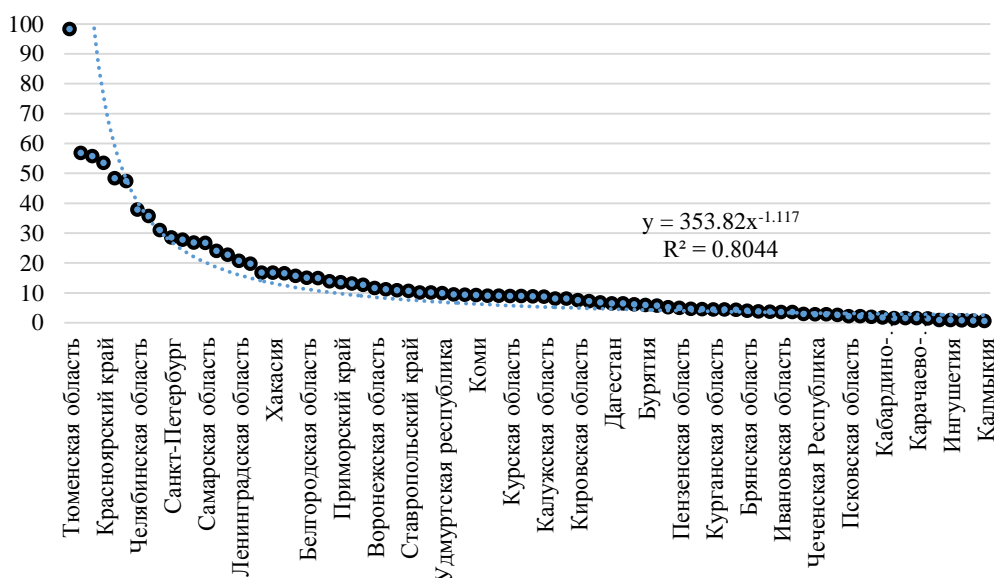


Рис. 7.28. Распределение регионов Российской Федерации по объему потребления электроэнергии в 2018 г (млрд кВт·ч/год)

В результате исследования особенностей регионального электропотребления показано, что российские регионы являются техноценозом. Как элементы любого техноценоза в части электропотребления они связаны слабыми связями [283]. Распределение регионов России в 2018 г. с достоверностью более 80% описывается *H*-распределением (рис. 7.28): суммарно на долю первых 6 регионов лидеров (Тюменской, Иркутской, Свердловской, Московской областей, Москвы и Красноярского края) приходилось 32,5% всего электропотребления в стране; доля 6 регионов с минимальным потреблением – 0,43%. Это Республики Калмыкия, Алтай, Тыва, Карачаево-Черкессия, Чукотский автономный округ, Еврейская автономная область. Годовое электропотребление в Тюменской области и Республики Калмыкия различалось в 182 раза.

Техноценоз регионов Российской Федерации по объему электропотребления может быть представлен как сумма двух техноценозов: ее западной и восточной частей (рис. 7.29, 7.30). Лидерами электропотребления в западной части являются Москва, Московская область, Татарстан и Санкт-Петербург, в восточной – Тюменская, Иркутская, Свердловская области и Красноярский край.

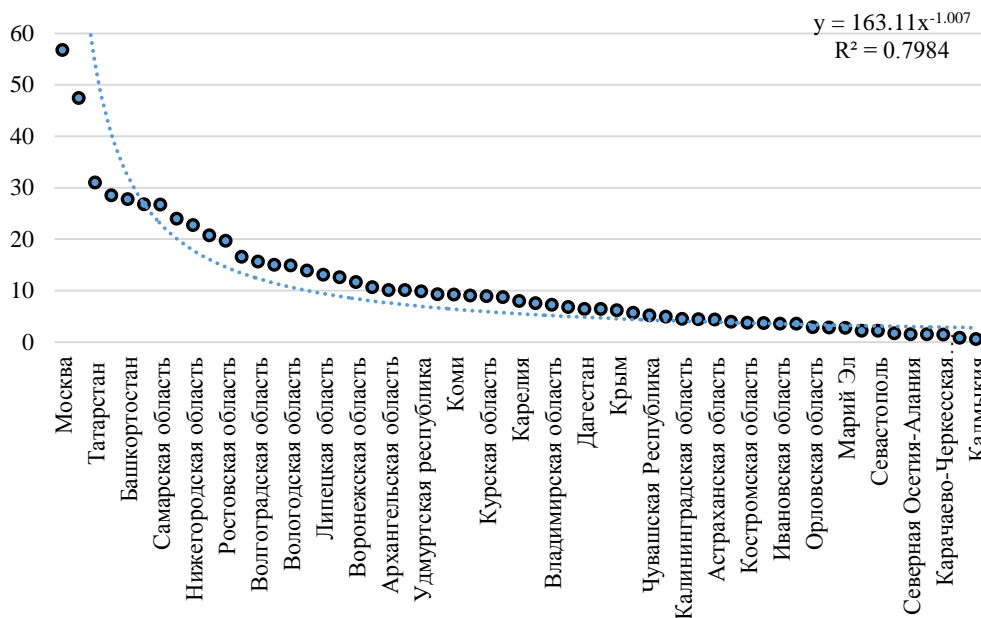


Рис. 7.29. Распределение регионов западной части Российской Федерации по объему потребления электроэнергии в 2018 г.

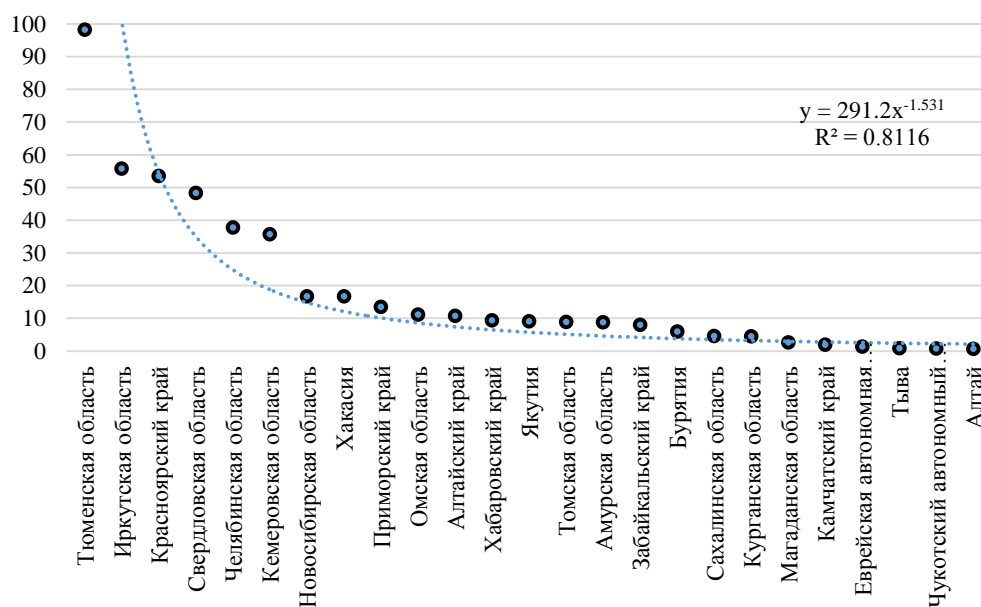


Рис. 7.30. Распределение регионов Урала, Сибири и Дальнего Востока по объему потребления электроэнергии в 2018 г. (млрд кВт·ч/год)

Если распределение регионов по объему электропотребления с точки зрения теории техноценозов исследовалось на протяжении более 20 лет [283], то закономерности регионального распределения по УПЭ являются недостаточно изученными. Распределение

регионов по УПЭ также описывается *H*-распределением (рис. 7.31). Наибольшее УПЭ в 2018 г. – в Республике Хакасия и Тюменской области 30,9 и 26,6 МВт·ч/чел. в год, наименьшее – в Республиках Ингушетия и Кабардино-Балкария 1,6 и 1,9 МВт·ч/чел. в год. Отношение максимального и минимального УПЭ в России чуть меньше 20-кратной величины. Столь высокая дифференциация, в несколько раз превышающая 5-кратное отличие в УПЭ развитых стран (табл. 7.8), следствие накопленных в предыдущие десятилетия диспропорций развития российской экономики.

Для различий в объеме электропотребления Чукотского автономного округа и Тюменской области, Республик Калмыкия и Татарстан, Московской и Орловской областей есть объективные предпосылки (площадь территории, численность населения и т.п.). Но причин для 20 кратного различия в *подушечном электропотреблении граждан одного государства*, проживающих в разных регионах, таких предпосылок значительно меньше. Сокращение разрыва в подушечном потреблении энергии – это общая закономерность развития мировой экономики, отражающая тот факт, что в результате повышения благосостояния жителей развивающихся стран исторические причины их энергетической бедности постепенно переходят на второстепенный план.

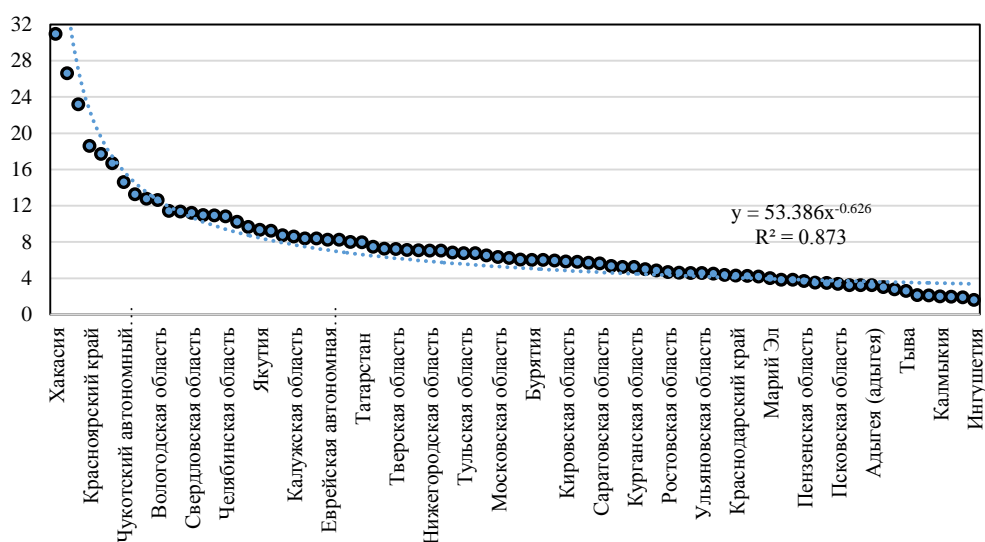


Рис. 7.31. Распределение регионов России по УПЭ в 2018 г.

Возвращаясь к российским реалиям, можно утверждать, что жители регионов с УПЭ, отличающимся в 10, а тем более в 20 раз едва ли обладают равными возможностями для развития различных видов экономической деятельности. Из столь значительного различия в УПЭ следует, что в экономическом пространстве, которое на протяжении более сотни лет является единым, в настоящее время объединены две группы регионов:

- в которых уровень электровооруженности жителей аналогичен этому показателю в развитых странах;
- энергетически недостаточные регионы. В этих регионах свой уровень электровооруженности жители могут сравнивать не с развитыми, а с развивающимися странами.

Снижение расхождения российских регионов по величине УПЭ на первом этапе хотя бы до 7 кратной величины – значения, сопоставимого с 5-кратной разницей в УПЭ развитых стран, является задачей, имеющей стратегическое значение для обеспечения структурной устойчивости социально-экономического развития России. Без ее решения у граждан этих двух групп регионов едва ли сможет поддерживаться ощущение принадлежности к единому экономическому пространству.

В распределении регионов по УПЭ также, как и в распределении российских регионов по объему электропотребления можно выделить два техноценоза: первый включает регионы западной части страны (рис. 7.32), второй – регионы Урала, Сибири и Дальнего Востока (рис. 7.33). Для элементов обоих техноценозов в 2014–2018 гг. характерен незначительный рост электропотребления в регионах с уровнем УПЭ более 12 МВт·ч/чел в год. За этот период в западной части рост электропотребления в Пермском крае и Архангельской области составил 1%, в Мурманской, Ленинградской и Белгородской областях 2%, в Республиках Коми, Карелия и Вологодской области 3%.

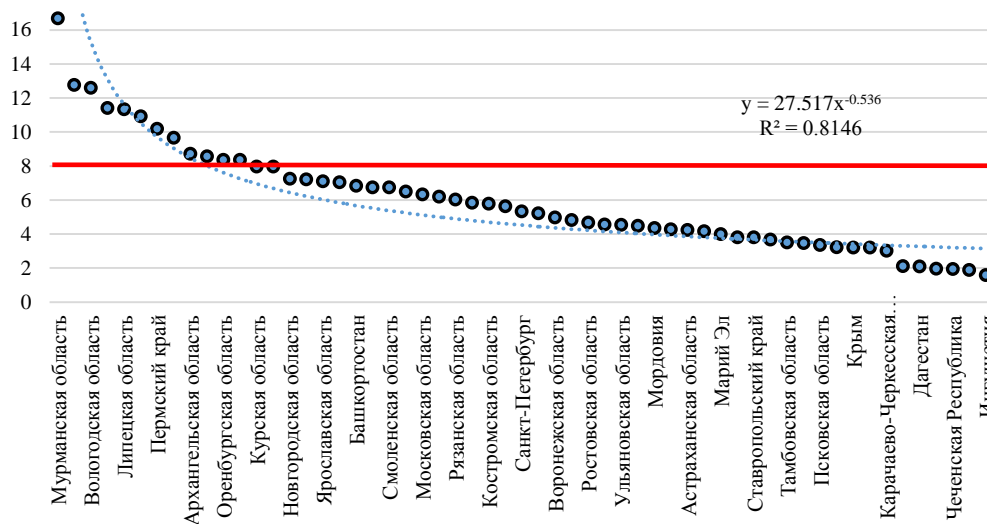


Рис. 7.32. Распределение европейских регионов России по УПЭ в 2018 г.

Более отчетливо стабилизация объемов электропотребления (за исключением Чукотки и Магаданской области) выражена в восточных регионах с УПЭ более 12 МВт·ч/чел. в год. В Республике Хакасия – рост 1%, Тюменской области – рост 3%, в Иркутской и Кемеровской областях – снижение на 1%. В Красноярском крае электропотребление не изменилось. Исключение составляют Магаданская область с ростом электропотребления на 20% и Чукотский автономный округ – увеличение на 5%. Но в силу невысокого объема их электропотребления (2,5 и 0,7 млрд кВт·ч в год), этот рост не вносит существенного вклада в изменение потребления Урала, Сибири и Дальнего Востока. Помимо этого, для экономик восточных регионов с УПЭ более 12 МВт·ч/чел в год в части электропотребления характерно развитие не экстенсивным путем, а в результате повышения эффективности использования энергии. В 2014–2018 гг. в Кемеровской области и Красноярском крае произошло более чем 20% увеличение добычи угля: объем добычи достиг в СУЭК 110,7 млн т, в «Кузбассразрезуголь» 45 млн т, в «СДС-Уголь» 24,1 млн т и в

«Кузбасская топливная компания» 15,7 млн т³, а региональное потребление электроэнергии с точностью до 1% остается постоянным.

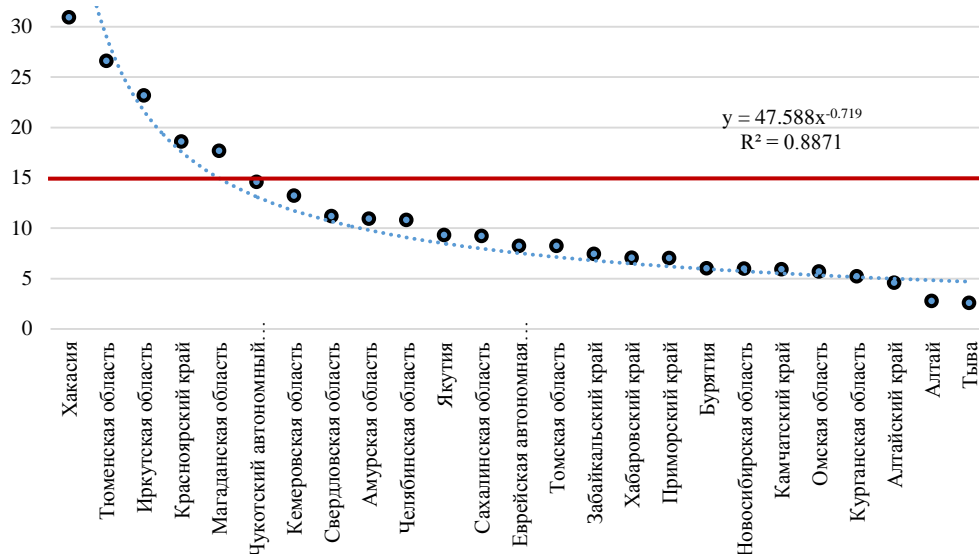
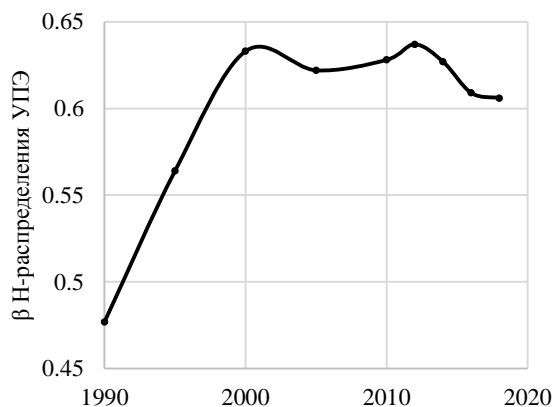


Рис. 7.33. Распределение регионов Урала, Сибири и Дальнего Востока по УПЭ в 2018 г.

Уровень расхождения элементов техноценоза характеризуется коэффициентом β в формуле H -распределения. Анализ его динамики указывает, что с 2012 г. происходит снижение дифференциации регионов и по объему потребления электроэнергии и по УПЭ. Данная зависимость сохраняется при рассмотрении техноценоза российских регионов как без включения новых его элементов (Республики Крым и Севастополь), так и с их учетом после 2014 г. (как это представлено на рис. 7.34, а и б). Несмотря на общие черты, следует отметить ряд отличий динамики β в распределении регионов по объему электропотребления и по УПЭ.

а)



б)

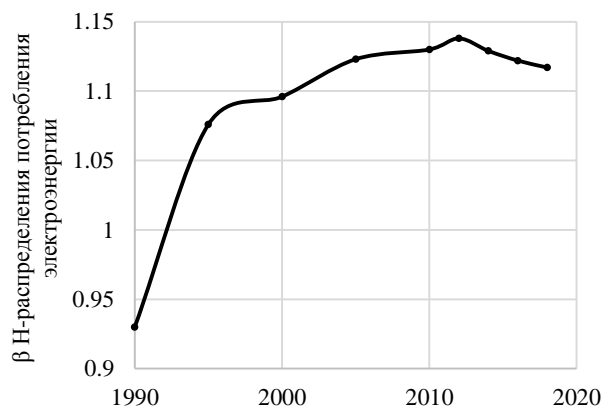


Рис. 7.34. Динамика коэффициента β в H -распределениях регионов по величине УПЭ и по объему электропотребления

³ Сюрприз для Греты Тунберг: Россия хочет стать крупнейшим экспортером угля // РИА новости. 03.10.2019. URL: <https://ria.ru/20191003/1559321969.html> (дата обращения 30.06.20).

После быстрого роста абсолютной величины обоих показателей в 1990–1995 гг. темп дальнейшего расхождения российских регионов по объему электропотребления снизился, но общая тенденция осталась неизменной в последующие 15 лет. Качественные изменения направленности процесса произошли в 2012 г.

Интенсивное расхождение регионов по величине УПЭ продолжалось на протяжении десятилетия до 2000 г. В 2000-е гг. процесс снижения структурной устойчивости региональной экономики прекратился, и движение в направлении схождения показателей электровооруженности граждан России началось в 2012 г.

Таким образом, инструментарий управления устойчивостью экономических систем на основе теории техноценозов отражает происходившие в стране общественные процессы:

- накопление структурных диспропорций национальной экономики, что в части электропотребления выразилось в расхождении уровня энерговооруженности российских регионов в 1990-е гг.;
- стабилизацию достигнутого состояния в «тучные» 2000-е гг.;
- начало качественных изменений, переход к росту структурной устойчивости экономики России как системы после 2012 г.

Согласно тектологии [626] любое изменение структурной устойчивости системы может быть выражено количественно. Восстановление структурной устойчивости российских регионов в 2012–2018 гг. от снижения 1990–2012 гг. по УПЭ составило более 19%, а по величине электропотребления 10%. В результате уровень неравномерности российских регионов по объему электропотребления вернулся к значению 2004 г., а по УПЭ к 1997 г.

Возникают следующие вопросы:

- почему правомочно сравнение дифференциации в настоящее время с 1990 г.;
- актуальна ли задача возвращения степени неравномерности УПЭ к уровню 30-летней давности.

Было бы ошибкой говорить о полной сбалансированности отечественной экономики в конце 1980-х гг. Но ленинский принцип «коммунизм – это советская власть плюс электрификация всей страны» [665] с 1920 г. определял вектор развития государства. Электрификация на протяжении десятилетий являлась путем повышения производительности труда и эффективности производства. В результате в 1990 г. УПЭ во всех регионах (за исключением Республик Дагестан и Тыва, где УПЭ составляло 1,8 и 2,4 МВт·ч/чел. в год) было выше 3 МВт·ч/чел. в год. Без учета этих двух регионов дифференциация УПЭ по сравнению с наиболее энергообеспеченной Тюменской областью, где УПЭ было 20,8 МВт·ч/чел. в год, не превышала 7-кратной величины.

По истечению почти 30 лет становления рыночных отношений в Российской Федерации 9 регионов можно отнести к энергетически бедным. В них УПЭ ниже 3 МВт·ч/чел. в год. – уровня Турции 2018 г. (в 1990 г. УПЭ в Турции было 0,87 МВт·ч/чел. в год). Это Республики Ингушетия, Кабардино-Балкария, Чечня, Калмыкия, Дагестан, Северная Осетия, Тыва, Алтай, Карачаево-Черкессия. Энергетически недостаточными являются еще 10 регионов. В них УПЭ менее 4 МВт·ч/чел. в год. Это Республики Адыгея,

Крым, Марий Эл; Брянская, Псковская, Ивановская, Тамбовская, Пензенская, Орловская, области; Ставропольский край. В этих 19 регионах проживает 19,7 млн чел.

В отличие от развивающихся стран, где лимитирующим фактором электропотребления является возможность производства электроэнергии при существующих мощностях, в энергетически бедных и энергетически недостаточных регионах России проблема заключается не в увеличении производства, а в отсутствии возможностей роста потребления электроэнергии при текущем уровне социально-экономического развития. Проблемой является низкое электропотребление вследствие слабой развитости промышленного и сельскохозяйственного производства в этих регионах. «Узкое место» [626] – это не энергодефицитность регионов, не техническая возможность роста производства предложения электроэнергии. Вывод о необходимости наращивания энергетических мощностей, строительства новых электростанций, который может быть получен при рассмотрении проблемы на отраслевом уровне, является принципиально не верным. В соответствии с законом наименьших «устойчивость целого зависит от наименьших относительных сопротивлений всех его частей во всякий момент» [626, т. 1, с. 217]. Поэтому усилия необходимо сфокусировать на развитии сектора потребления электроэнергии.

Фактически в настоящее время проходит два разнонаправленных процесса. С одной стороны, в 2012 г. произошло качественное изменение отрицательной динамики структурной устойчивости периода перехода к рыночным отношениям 1990–2012 гг. на схождение регионов по объему электропотребления и УПЭ, что стало началом процесса выравнивания возможностей российских регионов в повышении производительности труда. А с другой – механизм вытеснения из регионов с низкой долей промышленного производства любых форм экономической деятельности становится все более действенным. Причиной роста его эффективности является опережающее инфляцию повышение стоимости электроэнергии для предприятий и населения в 2008–2017 гг. Это повысило степень влияния на социально-экономическое развитие регионов положительной обратной связи: рост удельных потерь в электросетях – повышение цен на электроэнергию – вытеснение любых форм экономической деятельности в регионы с меньшими издержками энергообеспечения – миграция населения в более экономически благополучные регионы – снижение электропотребления в регионах аутсайдеров – дальнейший рост в них удельных потерь электроэнергии. То есть рост стоимости электроэнергии – объективный фактор, интенсифицирующий процессы расхождения регионов на две группы: регионы с относительно благоприятными условиями для развития всевозможных форм экономической деятельности и регионы с высокими потерями в электросетях. Или, другими словами, к продолжению снижения структурной устойчивости региональной экономики, которое происходило с 1990 г.

Всеобщая организационная наука – тектология дает ответ о перспективах эволюционирования такой системы: «для положительного подбора в природе, т.е. для сохранения или развития данного комплекса в данной среде, требуется, чтобы была благоприятна вся совокупность условий среды; для отрицательного подбора, т.е. дезорганизации данного комплекса, достаточно одного неблагоприятного условия, неприспособленности хотя бы в одном отношении к одной части среды. Для ослабления, а затем и гибели организма

нет надобности в нарушении всех или многих условий: вопрос решается отсутствием одного из них» [626, т. 2, с. 166].

Важным является тот факт, расхождение элементов системы – это необратимый процесс. «Разделенные части комплекса впоследствии могут быть вновь объединены между собой; но это никогда не будет простым воссозданием прежнего комплекса» [626, т. 2, с. 11]. Поэтому необходимо поддержка начавшегося в 2012 г. процесса схождения российских регионов по уровню электровооруженности, как показателя возможности повышения производительности труда, и предотвращение возможности продолжения снижения структурной устойчивости 1990-х гг. пока не начались необратимые последствия расхождения уровня социально-экономического развития различных территорий страны.

Решением является не увеличение энергетических мощностей для роста производства электроэнергии, не повышение электропотребления в энергообеспеченных регионах, особенно с УПЭ более 12 МВт·ч/чел. в год, тем более, что для них характерно снижение рентабельности проданных товаров, работ, услуг по мере роста энергоемкости производимой продукции, а запуск механизмов повышения спроса на электроэнергию в энергетически бедных и энергетически недостаточных регионах. В соответствии с общим законом спроса и предложения для увеличения потребления какого-либо ресурса следует снизить его цену. Рост электропотребления – это повышение доступности электроэнергии. Этот процесс должен иметь целенаправленный характер. Задачей является стимулирование развития ИТ сферы, промышленного, сельскохозяйственного производства, интенсификация бизнес-процессов. Поэтому снижение цен на электроэнергию следует произвести не для всех потребителей, а в тех областях, где данная мера приведет к росту электропотребления, необходимого для повышения производительности труда. Это все группы потребителей за исключением ЖКХ и населения.

Государственное регулирование цен на энергоносители с целью устранения накопленных дисбалансов социально-экономического развития вовсе не противоречит основам рыночной экономики. Например, в Великобритании, где количество смертей от переохлаждения, обусловленных энергетической бедностью домохозяйств, порой достигает до 27 тыс. чел. в год, правительством разработана схема субсидирования мероприятий по повышению эффективности систем отопления частных домовладений и снижение энергетических потерь (The Energy Company Obligation (ECO)) [666].

Ожидание решения проблемы без государственного вмешательства в надежде на самоорганизацию отрасли является бесперспективным [620]. Результатом роста потребления электроэнергии промышленными, сельскохозяйственными и иными потребителями будет синергический эффект, заключающийся для экономики в создании новых рабочих мест, появлении новых точек роста, повешении бюджетных доходов всех уровней, а для электроэнергетики в снижении потерь в электрических сетях. В табл. 7.13 для каждого региона с УПЭ менее 4 МВт·ч/чел в год приведены:

- максимально возможный объем дотирования электроэнергии – это текущее электропотребление за вычетом ее бытового потребления (менее 4% электропотребления в стране);

- ожидаемое снижение сетевых потерь из расчета 7% в энергодефицитных и 5% энергонедостаточных регионах – 4,6 млрд кВт·ч/год (Σ 4% от текущего потерь в электросетевом комплексе страны);
- распределение по регионам ожидаемого прироста электропотребления Σ 20 млрд кВт·ч/год (Σ 2% от текущего электропотребления в стране) в результате снижения цен на электроэнергию для новых потребителей небытового сектора.

Таблица 7.13

**Ожидаемые изменения электропотребления
в энергетически недостаточных и энергетически бедных регионах**

Регион	Максимально возможный объем дотируемой электроэнергии в настоящее время, млрд кВт·ч	Ожидаемое снижение потерь электроэнергии, млрд кВт·ч	Минимальный прирост потребления электроэнергии, млрд кВт·ч
Марий Эл	2,01	0,14	0,01
Орловская область	2,09	0,15	0,15
Ставропольский край	7,79	0,56	0,61
Пензенская область	3,53	0,27	0,47
Тамбовская область	2,57	0,21	0,53
Ивановская область	2,48	0,20	0,56
Псковская область	1,49	0,13	0,42
Брянская область	2,67	0,24	0,97
Крым	4,19	0,38	1,55
Адыгея	0,99	0,09	0,37
Карачаево-Черкесская республика	0,93	0,13	0,47
Алтай	0,38	0,06	0,27
Тыва	0,50	0,09	0,47
Северная Осетия	0,76	0,20	1,34
Дагестан	3,31	0,86	5,88
Калмыкия	0,26	0,08	0,56
Чеченская республика	1,32	0,40	2,99
Кабардино-Балкарская республика	0,75	0,24	1,85
Ингушетия	0,28	0,14	1,19
Итого	38,32	4,60	20,64

В этих 19 регионах более низкие цены на электроэнергию по отношению к рыночному уровню, следует устанавливать для новых предприятий, а также для технологических линий, цехов, выделенных частей электротехнических комплексов и систем ныне действующих потребителей, в которых произведена модернизация технологических процессов с заменой электротехнического оборудования на современное, более совершенное и экономичное.

Тем самым дотирование прироста небытового потребления электроэнергии будет являться механизмом, интенсифицирующим происходящую сегодня модернизацию всех типов производств. Если в настоящее время верхняя граница объема электроэнергии, подлежащей дотированию, равна 38,32 млрд кВт·ч, то мере роста электропотребления в рассматриваемых регионах это значение увеличится до 59 млрд кВт·ч. Время выхода объема дотируемой электроэнергии на это значение будет определяться темпами модернизации существующих производств и становлением новых точек роста и, по-видимому, будет не

ниже 4–6 лет. Абсолютные значения снижения цен на электроэнергию должны быть определены на основе расчетов, выполненных с учетом региональных особенностей.

Все рассматриваемые регионы являются дотационными. Часть этих дотаций должна стать источником снижения цен на электроэнергию для новых небытовых потребителей. То есть повышение структурной устойчивости национальной экономики является не мезоэкономической задачей. Для ее решения требуются управленческие решения, соответствующие управлению экономикой страны как единой системой, а не сводящиеся к перераспределению финансовых потоков в пределах одной отрасли.

В перспективе с целью дальнейшего снижения диспропорций в социально-экономическом регионе является целесообразным расширение предлагаемого механизма дотирования стоимости электроэнергии для новых небытовых потребителей на регионы, где УПЭ ниже среднего уровня. В настоящее время в западной части – это регионы с УПЭ ниже 6 МВт·ч/чел. в год, в восточной части – ниже 12 МВт·ч/чел. в год. Для Москвы и Санкт-Петербурга следует делать поправку на 30–40% более низкий УПЭ в столицах. То есть сегодня с учетом этого факта две столицы не относятся к группе регионов с УПЭ ниже среднего уровня.

7.5. Обоснование величины мощности энергосистемы, необходимой для надёжного энергоснабжения при переходе к альтернативной концепции развития электроэнергетики

Результаты исследования [446] позволяют в первом приближении выделить в Российской Федерации два типа территорий по объему потребления электроэнергии на душу населения: первую – европейскую часть, включающую пять федеральных округов, и вторую – восточную часть, включающую в себя Урал, Сибирь и Дальний Восток. Для нашей страны, позиционирующей себя на этапе развития, близком к уровню развитых государств, можно отметить сходство стран I группы с европейской территорией Российской Федерации (ЦФО, СЗФО, ЮФО, СКФО, ПФО). Основное отличие общего характера энергообеспечения указанных Федеральных округов от европейских стран заключается в полтора-два раза более коротком логистическом плече доставки углеводородов. Это дает основания говорить об отсутствии предпосылок для роста УПЭ европейской части России выше аналогичных показателей стран I группы (страны Западной Европы и Япония). Пять федеральных округов европейской части России так же, как и страны I группы находятся на ниспадающей части кривой добычи полезных ископаемых. Бурное развитие до 2030 г. добывающей промышленности западнее Уральских гор в Российской Федерации маловероятно. А некоторые исключения, например, апатиты, калийные соли и т.п. составляют относительно невысокую долю в региональном валовом продукте и не окажут существенного влияния на среднее потребление электроэнергии европейской части. Различие состоит в неразвитости нашей инфраструктуры и технологической отсталости, определяющей высокую удельную электроемкость ВВП.

В настоящее время принят комплекс мер по неоиндустриализации и энергосбережению, если они будут реализованы то для европейской части Российской Федерации можно ожидать достижения УПЭ не более 8 МВт·ч/чел. год, что соответствует максимальному значению для стран, представленных на рис. 7.9. Как было отмечено выше, в единственной западноевропейской стране, где производство электроэнергии выше 8 МВт·ч/чел. в год – Франции нетто экспорт электроэнергии составил – 63,341 млрд из 540,382 млрд кВт·ч в 2006 г. и – 56,813 млрд из 535,644 млрд кВт·ч в 2007 г. С учетом внешнеторговых операций удельное потребление электроэнергии во Франции менее 8 МВт·ч/чел. в год.

Для Урала, Сибири и Дальнего Востока далее проведен анализ двух значений УПЭ: максимального значения, характерного для Канады и стран Северной Европы (16 МВт·ч/чел. год), и 12 МВт·ч/чел. год.

В обоснование большей реалистичности показателя 12 МВт·ч/чел. год можно привести следующие факты:

- наличие централизованного теплоснабжения в Зауралье в отличие от электроотопления Канады и стран Северной Европы, что предполагает корректировку в меньшую сторону показателей этих стран для российских условий;
- снижение УПЭ в большинстве развитых странах в последнее десятилетие, несмотря на начало развития электротранспорта, которое не окажет значимого влияния на эту тенденцию (приложение 7).

На маловероятность роста электропотребления до 16 МВт·ч/чел. в год в Зауралье указывают результаты исследования Агентства прогноза балансов электроэнергетики [8], согласно которым темп роста электропотребления в Сибири будет ниже среднероссийского, а на Урале такой же, как и в европейской части. Также маловероятным является изменение динамики численности населения восточных регионов по сравнению со среднероссийскими значениями [556]. Возможный повышенный темп роста потребления на Дальнем Востоке не окажет значительного влияния на необходимую суммарную мощность энергетики России в силу малочисленности населения ДВФО (8,2 млн чел., 5,62% от населения России). Действительно, в ЕЭС Востока произошло наибольшее снижение ЧЧИМ, соответственно нереализованный потенциал роста производства электроэнергии наибольший по сравнению с другими регионами. Более того, так как эластичность цены на электроэнергию по ЧЧИМ по абсолютному значению выше на территориях с хорошей обеспеченностью топливом, наибольший эффект от роста ЧЧИМ может быть получен именно в этом регионе. Поэтому следует всячески способствовать росту потребления электроэнергии на Дальнем Востоке, в первую очередь используя возможности повышения ЧЧИМ традиционной энергетики.

Согласно [462], рассматриваются следующие варианты прогноза изменения численности населения к 2036 г.:

- низкий, предусматривающий убыль населения на 0,34%/год до 138 129,5 тыс. чел.;
- средний – убыль населения на 0,11%/год до 144 010,8 тыс. чел.;
- высокий, согласно которому рост населения до 153 224,2 тыс. чел. будет происходить со скоростью 0,24% год.

Варианты прогноза потребления электроэнергии и необходимой установленной мощности энергосистемы для потребления 16 (табл. 7.14) и 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и Дальнем Востоке (табл. 7.15) представлены для низкого, среднего и высокого вариантов прогноза численности населения к 2036 г. При высоком варианте демографического прогноза потребление электроэнергии составит менее 1400 млрд кВт·ч в год, а при среднем варианте – 1300 млрд кВт·ч в год.

Таблица 7.14

Прогноз потребления электроэнергии и оценка необходимой установленной мощности к 2036 г. при условии роста УПЭ до 8 МВт·ч/чел. в год в европейской части и 16 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и Дальнем Востоке

Темпы роста населения, %/год	Сценарий изменения эффективности использования энергетических мощностей	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч		Необходимая установленная мощность, ГВт		
		В Европейской части России	На Урале, в Сибири и Дальнем Востоке	В Европейской части России	На Урале, в Сибири и Дальнем Востоке	Итого
Низкие, (-0,34%)	Базовый	811,8	583,8	197,7	142,2	339,9
	Альтернативный			147,6	100,7	248,3
Средние, (-0,11%)	Базовый	846,3	608,7	206,1	148,2	354,4
	Альтернативный			153,9	104,9	258,8
Высокие, (0,24%)	Базовый	900,5	647,6	219,3	157,7	377,0
	Альтернативный			163,7	111,7	275,4

Таблица 7.15

Прогноз потребления электроэнергии и оценка необходимой установленной мощности к 2036 г. при условии роста УПЭ до 8 МВт·ч/чел. в год в европейской части и 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и Дальнем Востоке

Демографический вариант прогноза	Сценарий изменения эффективности использования энергетических мощностей	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч		Необходимая установленная мощность, ГВт		
		В Европейской части России	На Урале, в Сибири и Дальнем Востоке	В Европейской части России	На Урале, в Сибири и Дальнем Востоке	Итого
Низкий	Базовый	811,8	437,9	197,7	106,6	304,3
	Альтернативный			147,6	75,5	223,1
Средний	Базовый	846,3	456,5	206,1	111,2	317,3
	Альтернативный			153,9	78,7	232,6
Высокий	Базовый	900,5	485,7	219,3	118,3	337,6
	Альтернативный			163,7	83,7	247,5

Для оценки необходимой установленной мощности энергосистемы рассмотрены два сценария:

- базовый – сохранение в Российской Федерации среднего значения действующего ЧЧИМ энергосистемы порядка 4100 час/год;
- альтернативный – повышение эффективности использования энергетических мощностей до минимального значения из ранее обоснованного интервала 5500–5700 час/год в Европейской части России и до 5800 час/год в Зауралье.

Максимальное значение в табл. 7.14 и 7.15 – необходимая установленная мощность 337,6 ГВт для базового сценария при условии роста УПЭ на востоке страны до 16 МВт·ч/чел. в год меньше показателей 355-445 ГВт, приведенных для третьего этапа Энергетической стратегии до 2030 г. (см. табл. 7.1).

Для более реалистичного среднего варианта демографического прогноза при УПЭ 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и Дальнем Востоке и до 8 МВт·ч/чел. в европейской части России необходимая мощность энергосистемы 232,6 ГВт уже превышена. В возникающих локальных точках роста спроса на электроэнергию следует развивать распределенную когенерацию, вовлекая в повышение энергетической эффективности не в полной мере реализованный потенциал использования попутного тепла для теплоснабжения.

Рассмотренный подход к определению объема необходимого производства электроэнергии построен с учетом опыта развития всех стран, завершивших этап урбанизации, и поэтому является достаточно универсальным и позволяет учесть завышенные ожидания потребления электроэнергии, которые ведут к неоправданным и в дальнейшем неиспользованным капитальным вложениям.

Разница инвестиционных затрат, необходимых для строительства новых энергетических мощностей, согласно базовому и альтернативному сценариям к 2036 г. для низкого, среднего и высокого вариантов демографического прогноза, при условии роста потребления до 8 МВт·ч/чел. в год и ЧЧИМ до 5500 час/год в европейской части и 12 МВт·ч/чел. в год и ЧЧИМ 5800 час/год в Зауралье, приведена в табл. 7.16.

Таблица 7.16

Избыточные инвестиции в развитие генерирующих мощностей при сохранении действующей концепции развития энергетики

Демографический вариант прогноза	Необходимая установленная мощность, ГВт		Снижение потребности в установленной мощности в результате повышения эффективности использования мощностей, ГВт	Избыточные инвестиции, трлн р.	Удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций, р./кВт·ч
	Базовый сценарий	Альтернативный сценарий			
Низкий	304,3	223,1	81,2	7,8	0,38
Средний	317,3	232,6	84,7	8,1	0,38
Высокий	337,6	247,5	90,1	8,6	0,39

Удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций составит порядка 0,38 р./кВт·ч. Также следует учесть мультипликативный эффект, заключающийся в том, что каждый рубль, вложенный в избыточные инвестиции в развитие мощностей, вызывает примерно такие же издержки, обусловленные работой оборудования в не оптимальных режимах, повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, увеличением количества пусков/остановов оборудования и т.д. В итоге удорожание стоимости электроэнергии составит порядка 0,65–0,7 р./кВт·ч или до 35–40% от цены электроэнергии, приходящейся на долю генерации (15–17% от цены электроэнергии у потребителя).

В структуре выработки электроэнергии в России доля тепловой генерации превышает 60%. При среднем удельном расходе топлива на выработку электроэнергии 330 г у.т. на кВт·ч суммарное потребление топлива на ТЭС на выработку электроэнергии

около 200 млн т у.т. в год. Рост ЧЧИМ всей энергосистемы будет достигаться за счет повышения использования установленной мощности тепловой энергетики. Оценки показывают, что для роста ЧЧИМ энергосистемы на 25% необходимо увеличить выработку ТЭС на 40–42%. При этом в среднем ЧЧИМ ТЭС увеличится с текущих 4075 час/год [546] до 5700–5780 час/год. В результате сокращения количества пуска-остановов и перехода на более экономичные режимы работы снижение потребления топлива составит не менее 8–9% или 16–18 млн т у.т. в год.

Выводы к главе 7

1. Мировой рост потребления энергии обусловлен ростом ее подушевого потребления в развивающихся странах до уровня развитых стран. Отношение энергопотребления жителя развивающейся страны по отношению к уровню энергопотребления в развитых странах сократилось с 20- до 7-кратной величины. Удельное потребление электроэнергии (УПЭ) в развитых странах остается неизменным, несмотря на рещоринг и развитие новых отраслей экономики. Но при этом исторически сложившееся как минимум 5-кратное отношение в подушевом потреблении в различных развитых стран сохраняется.

2. В России в 1990–2018 гг. отношение УПЭ различных регионов увеличилось с 7 до 20 кратной величины, что является отражением накапливания структурных деформаций социально-экономического развития, ведущих к снижению структурной устойчивости экономики страны. Распределение регионов по объему электропотребления и по УПЭ с достоверностью более 80% описывается ценологическим *H*-распределением. В российских регионах как техноценозе происходят следующие процессы:

- рост количества населения в регионах с относительно низким УПЭ (Москва, Санкт-Петербург, Кубань, СКФО) и его снижение в регионах с высоким УПЭ;
- рентабельность проданных товаров, работ, услуг отрицательна в энергетически бедных регионах, возрастает по мере роста УПЭ и убывает в регионах восточной части России по мере роста УПЭ в регионе более 13 МВт·ч/чел в год.

На основе инструментария теории техноценозов показано, что произошло качественное изменение динамики структурной устойчивости отечественной экономики. Ее снижение в 1990–2012 гг. сменилось на восстановление. Получены количественные показатели происходящего в 2012–2018 гг. уменьшения расхождения российских регионов по объему электропотребления и по УПЭ. Снижение расхождения по объему потребления электроэнергии составило 10%, а по УПЭ 20% от уровня падения за 1990–2012 гг.

3. Путем повышения структурной устойчивости является обеспечение сокращение сегодняшнего 20 кратного разрыва в электровооруженности жителей различных регионов России на первом этапе до 7-кратного значения, характерного для отношения УПЭ развитых и развивающихся стран, а впоследствии до 5 кратного значения. Для этого требуется увеличить УПЭ в энергетически бедных регионах-аутсайдерах. Если энергетическая бедность развивающихся стран обусловлена недостатком энергетических мощностей, то энергетическая бедность российских регионов вызвана низким уровнем развития сек-

тора потребления электроэнергии. Для поддержки начавшегося в 2012 г. процесса схождения российских регионов по уровню электровооруженности следует в 9 энергетически бедных регионах с УПЭ менее 3 МВт·ч/чел. в год и в 10 энергетически недостаточных регионах с УПЭ менее 4 МВт·ч/чел. в год повысить доступность электроэнергии для нового небытового потребления электроэнергии. Объем электропотребления, предполагающий дотации, не превышает 4% от текущего электропотребления в стране. Результатом этого процесса будет появление новых точек роста, интенсификация процессов модернизации в 19 российских регионах, повышение электропотребления на 20 млрд кВт·ч и снижение сетевых потерь более чем на 4% от текущих потерь электроэнергии в России.

4. На основе анализа динамики удельного потребления электроэнергии разработана новая методология определения прогноза потребления электроэнергии, различающаяся для двух групп стран: завершивших этап урбанизации и развивающихся, находящихся на переходном, транзитном этапе развития и обладающих потенциалом роста доли городского населения. Для первой группы стран динамика подушевого электропотребления имеет асимптотический характер. Во второй группе стран УПЭ возрастает. Для них характерно развитие энергоемких производств и экстенсивное наращивание потребления ресурсов. УПЭ любой страны, не совершающей переход на новый уровень социально-экономических отношений, сопровождающийся ростом доли городского населения, является крайне консервативной величиной на протяжении десятилетий, а его динамика в комплексе с электроемкостью ВВП – основополагающим параметром, характеризующим хозяйственную деятельность в стране.

5. Составлен прогноз потребления электроэнергии западной части России с учетом повышения УПЭ до уровня стран Западной Европы, Японии, а восточной части России с учетом повышения УПЭ до уровня потребления стран Северной Америки и Северной Европы для низкого, среднего и высокого уровня демографического прогноза. На основе анализа долгосрочных закономерностей динамики УПЭ и ЧЧИМ получены значения величины необходимой и достаточной мощности энергосистемы Российской Федерации: 232 ГВт для среднего варианта демографического прогноза как наиболее вероятного. В случае продолжения сырьевого сценария экономического развития страны и увеличения УПЭ в восточных регионах до 16 МВт·ч/год чел. установленная мощность не будет превышать 259 ГВт.

6. Распределение УПЭ регионов Российской Федерации с коэффициентом достоверной аппроксимации более 0,87 описывается *H*-распределением, что указывает на необходимость корректировки методологии составления программ социально-экономического развития страны и регионов с учетом ценологической теории.

7. Дополнительные капитальные затраты в результате опережающего потребления роста мощности энергосистемы приведут к удорожанию электроэнергии на 0,38 р./кВт·ч. Возникнут дополнительные затраты, обусловленные тем, что каждый рубль, вложенный в избыточные инвестиции, вызывает примерно такие же издержки, связанные с работой оборудования в не оптимальных режимах, с повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, с увеличением количества пусков/остановов оборудования и т.д. В итоге удорожание электроэнергии составит порядка 0,65–0,75 р./кВт·ч или 15–17% от цены потребителя, что возможно избежать при переходе к АК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Академик Л.А. Мелентьев указывал, что и в плане ГОЭЛРО, и на дальнейших этапах становления и развития отечественной энергетической научной школы определяющими для академика Г.М. Кржижановского и его учеников было понимание энергетики как сложной совокупности трансформации всех видов энергии от получения энергетических ресурсов до приемников энергии включительно. Электрификация понималась как синоним развития народного хозяйства на базе передовой машинной техники, а поэтому и как ведущего звена энергетики. Это определяло понятие энергетической науки, изучающей закономерности, явления, процессы, средства преобразования, распределения и использования всех видов энергии и энергетических ресурсов [3].

Однако впоследствии задача организации эффективного использования энергии у потребителя перешла на второй план по отношению к необходимости дальнейшей индустриализации, строительства жилья и т.д. Экономически оправданная в 60-е годы установка «Энергии у нас много, а жильё нам надо строить быстро и дёшево» обозначила вектор развития энергетики. Из нее в частности, следовало, что первичен рост количественной устойчивости: увеличение объемов жилищного строительства, промышленного и сельскохозяйственного производства. А достижения в разведке и освоении источников углеводородов, доступность источников энергии и как результат – низкая стоимость энергоснабжения привели к второстепенности вопросов эффективности использования энергии, тем самым обуславливая снижение структурной устойчивости экономики.

Впоследствии командно-административные методы способствовали росту эффективности централизованного энергоснабжения, но при условии, что действия потребителя определялись плановыми показателями. Максимизация народнохозяйственного эффекта от капиталовложений в самую капиталоемкую отрасль экономики – энергетику обеспечила показатели эффективности использования мощностей в СССР, значительно превышающие достигнутые большинством развитых стран в настоящее время на оборудовании другого поколения и соответственно более высокого технологического уровня.

Падение промышленного производства 1990-х гг. привело к росту энергоемкости отечественного ВВП. Наблюдаемый в начале XXI в. рост потребления электроэнергии в России темпами, характерными для развивающихся стран, явился следствием возврата объемов потребления электроэнергии к уровню 1990 г. Рассмотрение трендов «подушевого» удельного потребления электроэнергии (УПЭ) не десятилетнего, а полувекового интервала, указывает на синхронность (с точностью до 20%) его роста с такими высокоразвитыми странами, как Германия, Франция, Великобритания, Япония. Несмотря на различные социально-экономические, климатические и др. условия, до экономического кризиса 2008 г. УПЭ этих стран перестало расти и вышло на насыщение на уровне 6,5–7,5 МВт·ч/чел. в год, а после 2008 г. в большинстве из них стало снижаться.

Потеря конкурентоспособности недобывающих отраслей экономики, одной из причин которой является непропорционально высокая доля расходов на энергоснабжение, требует пересмотреть подходы к определению энергетической безопасности и на новом

качественном этапе подойти к построению государственной энергетической политики. Надежда на силу «невидимой руки рынка», которая должна была создать финансовые стимулы для снижения потребления энергоресурсов и перехода на эффективное хозяйствование, привела к росту стоимости не только электроэнергии, но и всех процессов жизнеобеспечения.

Намеченный рост энергоэффективности на 40% не будет способен качественно изменить соотношение энергоёмкости России по отношению к другим странам, так как в развитых странах приняты аналогичные индикативные параметры. Более того, даже при достижении удельной энергоёмкости экономики России аналогичных показателей северных стран, доля энергетических затрат в структуре себестоимости отечественной продукции останется более высокой в связи с более дорогой электроэнергией для промышленных предприятий в сравнении с аналогичным показателем, например, в США.

А это значит, что энергетическая безопасность как способность страны или региона обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам (определение, данное на Государственном совете Российской Федерации «О повышении энергоэффективности российской экономики» (Архангельск 2009) [157]) не может быть обеспечена без корректировки ДК, ориентированной на строительство новых крупных электростанций и расширение магистральных ЛЭП.

В этих условиях решением является повышение структурной устойчивости отрасли. Технологической основой его реализации станут интеллектуальные микросети, включающие распределённую энергетику, максимально приближённую к потребителю. А если источник электроэнергии приближается к потребителю, то ключевыми факторами становятся возможность использования попутного тепла и содействие в развитии когенерации, а также (согласно «незыблемому положению в энергетике: чем меньше потребитель, тем более высококачественными ресурсами он должен обеспечиваться [3]») необходимость координации этого процесса с программой газификации страны. Поэтому в работе особое внимание уделено механизмам, обеспечивающим ингрессию систем жизнеобеспечения, рассмотрены преимущества совместной реализации программ газификации и развития энергоснабжения, показана возможность значительно снизить капитальные затраты энергоснабжения на основе программы газификации, без необходимости поддержания незагруженных электрических сетей, потери в которых соизмеримы с объемом полезного отпуска электроэнергии в малых населенных пунктах.

Последующее объединение микросетей в интеллектуальные региональные сети – это путь перехода к smart grid, по которому происходило развитие интеллектуальных сетей в большинстве стран: smart сети строились на основе интеграции smart технологий в локальных распределительных сетях. Только в отличие от западных smart grid российские интеллектуальные сети должны включать в себя оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и всех типов ресурсов и в первую очередь тепла (ведь Россия самая холодная страна мира), что может быть реализовано при рассмотрении теплового потребления и систем аккумулирования тепловой и электрической энергии как равновесных составных частей структуры электротехнических комплексов и систем потребителей. Именно поэтому в работе столь подробно рассмотрены проблемы теплоснабжения и

возможности гармоничного развития когенерации, максимально приближенной к потребителю. Ингрессии электроэнергетики и смежных областей жизнеобеспечения позволит повысить эффективность использования действующих генерирующих мощностей и обеспечить надёжное энергоснабжение без роста их мощности свыше 250 ГВт [448]. Для этого часть материально-технических ресурсов и инвестиций должна быть переориентирована на задачи повышения эффективности потребления энергии. Ведь прошло уже более четверти века с того момента, когда было доказано, что « $\frac{3}{4}$ прироста потребления органического топлива в стране экономичнее обеспечивать энергосберегающими мероприятиями и путем замещения другими энергетическими ресурсами, а не вложением средств в получение новых источников органического топлива» [3]. Это утверждение было сделано на основе данных начала 1980-х гг. – периода роста УПЭ практически во всех странах. В настоящее время, когда рост УПЭ в странах, завершивших этап построения индустриального общества, подходит к асимптотическому насыщению, и значение $\frac{3}{4}$ может быть заменено на более высокую величину.

Из полученных результатов следует необходимость устранения накопившихся структурных диспропорций и гармонизации тетрады путем корректировки приоритетов в государственной энергетической политике Российской Федерации, так как вводимые по Генсхемам-2020(30) мощности, повышая количественную устойчивость функционирования отдельных объектов, могут оказаться невостребованными, а возросшие затраты выльются в неподъемные тарифы для предприятий малого и среднего бизнеса (а затем и населения), не способных иметь собственные электростанции [251].

Методологической основа АК не наращивание мощности энергосистемы, а получение синергического эффекта как результата роста структурной устойчивости от совместного развития электроэнергетики и систем жизнеобеспечения, повышения использования уже действующих энергетических мощностей. При этом первоочередной задачей является построение гармонизированных отношений производителей и потребителей энергии. Новые технологические возможности, открывающиеся в связи с распространением интернета вещей и интеллектуальных сетей, являются путем решения основных задач по регулированию графика нагрузки и роста числа часов использования мощности за счет оптимизации функционирования производственных систем энергетики, что позволит уменьшить издержки энергоснабжения и снизить стоимость электроэнергии. Фактически это будет означать переход к сбалансированной тетраде и возврат потребителя в единый организм энергетики.

Полученная оценка достаточной мощности энергетических мощностей дает основания для пересмотра обоснований необходимости ввода новых энергетических объектов. В краткосрочном периоде необходимо проводить модернизацию существующего оборудования, повышая его экономичность и удельные показатели с использованием сформировавшейся энергетической инфраструктуры. Модернизация на основе современных аналогов ранее установленных энергоустановок позволит поднять их электрический КПД на 3–4 абсолютных процента (до 10–12 относительных процентов). Локальные дефициты, возникающие из-за неравномерности экономического развития, целесообразно устранять за счет перевода теплоисточников в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, создавая распределённую энергетику.

В долгосрочной перспективе в России следует ожидать распространения новых технологических решений, в частности, бестопливных распределённых технологий производства электроэнергии. Темп роста установленной мощности возобновляемых источников энергии в мире превышает 20%/год. В результате мощность ВИЭ в мире в 2009 г. превысила мощность всех электростанций Российской Федерации, а доля в новых энергетических вводах Европы и США составляет 60%. Причем наступление этой «долгосрочной перспективы» произойдет значительно раньше завершения жизненного цикла большинства действующих электростанций. А в настоящее время защита промышленного производства от негативного влияния на экономическое развитие в результате роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока технологии возобновляемой генерации не выйдут на режим, близкий к самоокупаемости, в данном географическом регионе, не является препятствием ни для выхода на лидирующие позиции, ни для постановки и достижения достаточно амбициозных целей по развитию ВИЭ.

Развитие энергоснабжения на основе положений АК полностью соответствует решению задачи снижения издержек интеграции в энергосистему нерегулируемых источников энергии. То есть требования обеспечения роста ЧЧИМ при сегодняшнем составе генерирующих мощностей отечественной энергетики и приема энергии от ветровых и солнечных электростанций имеют одинаковую природу. Поэтому реализация основных положений АК по сути является подготовительным этапом, предшествующим переходу к развитию ВИЭ, которые уже достигли сетевого паритета с традиционной энергетикой в ряде географических регионов мира, и эта область устойчиво расширяется.

При выборе ДК удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций составит порядка 0,38 р./кВт·ч. Характерной особенностью электроэнергии является мультипликативный эффект, заключающийся в том, что каждый рубль, вложенный в избыточные инвестиции в развитие мощностей вызывает примерно такие же издержки, обусловленные работой оборудования в не оптимальных режимах, повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, увеличением количества пусков/остановов оборудования и т.д. В итоге удорожание электроэнергии составит порядка 0,65–0,7 р./кВт·ч или до 35–40% от цены электроэнергии, приходящейся на долю генерации (15–17% от цены электроэнергии потребителя), чего можно избежать при переходе к АК.

В структуре выработки электроэнергии в России доля тепловой генерации превышает 60%. При среднем удельном расходе топлива на выработку электроэнергии 330 г у.т. на кВт·ч суммарное потребление топлива на ТЭС на выработку электроэнергии около 200 млн т у.т. в год. Рост ЧЧИМ всей энергосистемы будет достигаться за счет повышения использования установленной мощности тепловой энергетики. Для роста ЧЧИМ энергосистемы на 25% необходимо увеличить выработку ТЭС на 40–42%. При этом в среднем ЧЧИМ ТЭС увеличится с текущих 4075 час/год [546] до 5705–5780 час/год. В результате сокращения количества пуска-остановов и перехода на более экономичные режимы работы снижение потребления топлива составит не менее 8–9% или 16–18 млн т у.т. в год.

Дополнительное сокращение потребления топлива в объеме не менее 20 млн т у.т. в год будет обеспечено в результате вовлечения ранее не в полной мере реализованного потенциала перехода от раздельного к комбинированному производству тепловой и электри-

ческой энергии путем надстройки существующих источников тепла когенерационными установками в объеме ежегодной тепловой нагрузки. При этом распределенная когенерация будет обладать важным системным свойством – возможностью покрытия пикового спроса на электроэнергию в результате работы по графику электрических, а не тепловых нагрузок.

На основе проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

Энергетика является системообразующим сектором национального хозяйства развитых стран. Исследование выявило несбалансированность проектной, объектной, средовой и процессной компонент тетрады российской электроэнергетики, следствием которой является комплекс отраслевых проблем, к числу важнейших из которых относятся высокая стоимость ТЭР, наличие неиспользуемых резервов снижения издержек энергоснабжения, нескоординированное развитие подсистем электроэнергетики, неэффективность использования инвестиций, недостаточное использование инновационных технологий и т.д. Наличие указанных проблем по системе межотраслевых связей негативно влияет на темпы экономического роста в целом, приводя к снижению спроса на энергетические ресурсы и торможению развития электроэнергетики. Сделан вывод о необходимости системного подхода к решению возникших проблем.

Анализ мирового опыта развития энергетики и изучение возможностей его адаптации в российских условиях является необходимым этапом для поиска и обоснования методологических основ трансформации российской энергосистемы. Ретроспективный анализ позволил выявить и представить в количественном выражении ряд закономерностей:

- ценологическую кривую (Н-распределения), характеризующую особенности институциональной структуры энергетики;
- зависимость между ценами на электроэнергию и эффективностью загрузки энергетических мощностей;
- связь между показателями эффективности загрузки мощностей и объемами нового их строительства, характеризуемую наличием циклов с периодом около 12 лет;
- динамику мирового потребления электроэнергии по группам стран, находящихся на различных стадиях процесса урбанизации (с наличием асимптоты для урбанизированной экономики).

Формирование альтернативной концепции (АК) развития электроэнергетики на новых теоретико-методологических основах является важной и актуальной задачей, имеющей народнохозяйственное значение. В работе сформулированы основные принципы АК, повышающие структурную устойчивость энергетики:

- 1) комплексный подход, устраняющий фрагментарное развитие её отдельных подсистем;
- 2) целевая установка на качественные, а не количественные показатели развития электроэнергетики;
- 3) трансформация приоритетов в сторону дополнения традиционной энергетики распределённой;
- 4) использование не в полной степени реализованного потенциала снижения издержек в результате комбинированного производства тепла и электроэнергии путем использования современных технологий когенерации;

5) модернизация механизмов управления спросом, предполагающая расширение возможностей и функций потребителя энергии;

б) использование выявленных зависимостей с учетом их нелинейного характера.

Обоснован комплекс взаимодействующих организационно-экономических и организационно-технических механизмов, направленных на более интенсивное развитие средовой и процессной, компонент тетрады в электроэнергетике:

- модифицированное управление спросом на основе непрерывного формирования цены в энергосистеме;

- регулирование дисбалансов спроса и предложения электроэнергии путем изменения графика потребления и создания в составе электротехнических комплексов потребителей маневренных источников распределённой энергетики;

- обеспечение баланса реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределённой энергетики;

- модифицированный механизм работы распределённой когенерации по графику электрических, а не тепловых нагрузок;

- координационный механизм управления развитием систем жизнеобеспечения.

Разработана концептуальная схема функционирования этих механизмов, позволяющая перейти к сбалансированному развитию тетрады и тем самым повысить структурную устойчивость энергосистемы путем увеличения эффективности использования существующих мощностей энергосистемы, а по мере роста доли солнечных и ветровых электростанций согласовывать потребление с профилем производства электроэнергии ВИЭ, что обеспечит их интеграцию в энергосистему с минимальными издержками.

Обоснованность и достоверность основных положений предлагаемой АК базируется на экономико-математическом инструментарии, представляющем приложение комплекса моделей теории эволюционной динамики развивающихся нелинейных систем (модели Вольтерра-Лотке), моделей регрессионного статистического анализа и ценологической теории. Использование нелинейного инструментария, применяемого для анализа и прогнозирования развития российской энергетики, является существенным отличием данной работы от многих работ по аналогичной тематике, применяющих линейный подход.

Прогнозирование потребности в энергоресурсах на долгосрочную перспективу – один из краеугольных камней формирования АК. В работе разработаны возможные сценарии спроса на энергетические ресурсы применительно к условиям России. Сценарии предполагали рассмотрение двух макрорегионов: Европейской части, где нет предпосылок для роста удельного потребления электроэнергии выше показателей стран Западной Европы и Японии (8 МВт·ч/чел. год) и Зауралья, для которого обосновано отсутствие роста потребления выше 12 МВт·ч/чел. год. Повышение эффективности использования мощностей до 5500 часов в год в Европейской части и до 5800 часов в год в Зауралье позволит обеспечить надёжное энергоснабжение при установленной мощности энергосистемы менее 250 ГВт. Произведена оценка снижения цен на электроэнергию и объемов потребления топлива в результате реализации АК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2020 г. с выделением двух этапов 2010 и 2015 гг. М.: ОАО «Газпром Промгаз», 2010.
2. Сценарные условия развития электроэнергетики на 2009–2010 гг. М.: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, 2008.
3. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. 278 с.
4. Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2008 год, прогноз на 2009 год. М.: Отчет СО ЦДУ, 2009.
5. Концепция обеспечения надёжности энергоснабжения Московского региона. М.: ОИВТ РАН, 2007.
6. Доклад Рабочей Группы о повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации на Государственный совет Российской Федерации. М., 2011.
7. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. 319 с.
8. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства №215-р от 22.02.2008. URL: <http://www.e-arbe.ru/scheme/> (дата обращения: 12.05.2018).
9. Электроэнергетика России 2030. Целевое видение / под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. М.: 2008.
10. Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста. Практика менеджмента: исследование McKinsey Global Institute // Российский журнал менеджмента. 2009. Т. 7. № 4. С. 109–168.
11. Отчет 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.
12. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 г. и плановый период 2011 и 2012 гг. М.: Минэкономразвития РФ, 2009. URL: <http://www.economy.gov.ru/mines/activity/sections/macro/prognoz/doc1254407742765> (дата обращения: 12.05.2018).
13. Price projections from Short-Term Energy Outlook. URL: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html> (дата обращения: 12.05.2018).
14. URL: <http://www.mrsk-1.ru/about/rab/publication/14945.html> (дата обращения: 08.02.2015).
15. URL: <http://www.mosenergosbyt.ru/portal/pls/portal/docs/1/1206082.PDF> (дата обращения: 08.02.2015).
16. URL: http://www.mosenergosbyt.ru/portal/page/portal/site/corporate/energy_market/tarifs/tarifs2012 (дата обращения: 08.02.2015).
17. Постановление Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности и тарифной политике от 25.12.2009 № 246. URL: http://www.smesk.ru/urid_face/tarif_2010/ (дата обращения: 08.02.2015).
18. URL: <http://www.kubansbyt.ru/legal/rastet/regulzena/index.shtml> (дата обращения: 08.02.2015).
19. URL: <http://www.mrsk-1.ru/branch/> (дата обращения: 08.02.2015).
20. URL: http://kurskenergosbit.ru/tarify_na_2010_god_prochie_ptrebiteli (дата обращения: 08.02.2015).

21. Постановление Департамента по тарифам Администрации Тульской области от 30.04.2010 № 12/4 «О тарифах на электрическую энергию». URL: <http://www.tula.eias.ru/groups/page-265.htm> (дата обращения: 08.02.2015).
22. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года / Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 г. № 1662-р. URL: <http://www.ifar.ru/ofdocs/rus/rus006.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
23. Кузык Б.Н., Яковец Ю.В. Глобальная энергоэкологическая революция XXI века. М.: Ин-т экономических стратегий, 2007.
24. Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А.Е. Информационный банк «Черметэлектро». М.: Электрика, 1995. 400 с. // URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10000/index.htm> (дата обращения: 12.05.2018).
25. Районная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Кореневского района Курской области на период 2010–2015 гг.».
26. Доклад в правительство Комиссии Новой Зеландии по эффективности использования электроэнергии за 2009 г. URL: www.electricitycommission.govt.nz (дата обращения: 12.05.2018).
27. План устойчивого развития энергоснабжения Торонто. Energy Efficiency and Beyond. Toronto's Sustainable Energy Plan, 2007. URL: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
28. Кудияров С. Всегда есть другой путь // Эксперт. 2011. № 27. С. 32–34.
29. URL: <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10413.html> (дата обращения: 04.06.2014).
30. Энергоэффективность российской экономики: современное состояние и перспективы. Филиппов С.П. и др. // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 56–65
31. Окорочков В.Р., Волкова И.О., Окорочков Р.В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность // Академия энергетики. 2010. № 3. С. 74–82.
32. Народное хозяйство СССР в 1963 г.: статист. ежегодник. М.: Статистика, 1965.
33. International Energy Outlook 2007. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S / Department of Energy Washington DC 20585.
34. International Energy Outlook 2008. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S / Department of Energy Washington DC 20585.
35. Проценко В.П. Концепция перевода энергетики России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003. № 1. С. 13–17.
36. Energy Efficiency: California's Highest-Priority Resource. August 2008.
37. Макаров А.А. Электроэнергетика России в период до 2030 года: Контуры желаемого будущего. М.: ИНЭИ РАН, 2007. 192 с. ил. 49.
38. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010. № 4. С. 45–48.
39. International Energy Outlook 2009. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S/ Department of Energy Washington DC 20585.
40. Энергоэффективность российской экономики: современное состояние и перспективы // Известия Академии наук. 2010. № 4. С. 56–65.
41. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. РП РФ от 13.11.2009 № 1715-р. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 08.10.2018).

42. Портер М. Конкурентное преимущество: как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость. М.: Алина Паблишер, 2008. 720 с.
43. Пивоваров Ю.Л. // Газета География. 1997. № 8. С. 11.
44. Гладкевич Г.И. Введение в экономическую и социальную географию. М., 1994. 113 с.
45. Макаров А.А. Научно-технологические прогнозы и проблемы развития энергетики России до 2030 года // Вестник РАН. 2009. Т. 79. № 3. С. 206–216.
46. International Energy Outlook 2011. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S / Department of Energy Washington DC 20585.
47. Народное хозяйство СССР за 70 лет: Юбилейный стат. ежегодник / Госкомстат СССР. М.: Финансы и статистика, 1987. 766 с.
48. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. М.: Высшая школа, 1975. 488 с.
49. Схема тепло и электроснабжения Московской области. М.: ГУП МО «НИИПИ градостроительства», 2004.
50. URL: <http://www.awea.org/> (дата обращения: 12.05.2018).
51. Windpower. Outlook AWEA. 2010.
52. Турчин П.В. Лекции по популяционной динамике. М.: МФТИ, 2009.
53. URL: <http://tonto.eia.doe.gov/> (дата обращения: 12.05.2018).
54. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О тройной институциональной ловушке экономического развития Российской Федерации со стороны электроэнергетики и вступлении России в ВТО // Микроэкономика. 2010. № 6. С. 179–194.
55. Energy Technology Perspectives/ Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency. Paris, 2008. P. 73.
56. Чижевский А.Л. Физические факторы исторического процесса. Калуга: 1-я Гостиполитография, 1924.
57. Почасовая генерация и потребление электроэнергии ОЭС Центра. URL: <https://www.atsenergo.ru> (дата обращения: 12.05.2018).
58. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. М.: Высшая школа, 1994.
59. URL: <http://so-ups.ru/index.php?id=1203> (дата обращения: 12.05.2018).
60. Филиппов С.П. Развитие централизованного теплоснабжения в России // Теплоэнергетика. 2009. № 12. С. 2–14
61. Башмаков И.А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // Новости теплоснабжения. 2008. № 2. С. 6–10.
62. Агитаев Е.В. Энергосбережение – ключевой элемент реформы // Жилищное и коммунальное хозяйство. 2010. № 2. С. 36–42.
63. Семикашев В.В. Потребление и затраты на электроэнергию в полностью электрифицированном жилом доме (зарубежный опыт) // Электрика. 2006. № 3.
64. Некрасов А.С., Семикашев В.В. Расходы на энергию в домохозяйствах России // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6.
65. 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.
66. Чернышов Л.Н. Совершенствование тарифной политики как инструмент модернизации коммунальной инфраструктуры // ЖКХ. Журнал руководителя и главного бухгалтера. 2011. № 2. Ч. 1.

67. 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.
68. Об установлении тарифов на тепловую энергию. Приказ РЭК Департамента цен и тарифов Краснодарского края от 18.12.2007 № 103/2007-Т. Краснодар, 2007. URL: <http://www.regionz.ru/index.php?ds=10702> (дата обращения: 12.05.2018).
69. 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.
70. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий». 2-е изд., испр. М.: Интермет Инжиниринг, 2005. 672 с.: ил.
71. Программа реформирования ЖКХ Кировской области на 2007–2010 гг. Киров, 2006.
72. Проценко В.П. Общие вопросы энергетики и энергосбережения // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 1. С. 2–5.
73. Синяк Ю.В. Концепция глобального экономического развития и энергетика / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2008.
74. Фалько С.Г. Контроллинг: современное состояние и перспективы // Российское предпринимательство. 2001. № 1. URL: <https://bgscience.ru/lib/334/>
75. Иванова И.Ю. Тугузова Т.Ф. Попов С.П. Малая энергетика Севера: проблемы и пути решения. Новосибирск: Наука, 2002. 188 с.
76. Суворов А.В. Доходы и потребление населения: макроэкономический анализ и прогнозирование. М.: МАКС Пресс, 2001.
77. Стенограмма внеочередного заседания Социально-консервативного клуба от 13.02.2007. URL: <http://www.cscpr.ru/clauses/6/c/2554/>
78. Урланис Б.Ц. Историческая демография: Избранные труды. М.: Наука, 2007. С. 468.
79. Обзор мирового рынка ветроэнергетики в 2010 году. URL: http://www.cleandex.ru/articles/2011/04/22/World_market_for_wind_energy_in_2010 (дата обращения: 12.05.2018).
80. Удалов Д.А. Особенности экономики знаний в ТЭК. Опыт США // Россия и Америка в XXI веке. 2010. № 3.
81. WIPO Patent Report: Statistics on Worldwide Patent Activity – 2007 Edition.
82. Капица С.П., Курдюмов С.П., Малинецкий Г.Г. Синергетика и прогнозы будущего. М.: УРСС, 2003. 288 с.
83. Стрелков О.С. Нужны ли инновации нашей экономике? // Партнёр. 2010. № 1.
84. URL: <http://www.wipo.int/portal/index.html.ru> (дата обращения: 12.05.2018).
85. URL: www.epo.org (дата обращения: 12.05.2018).
86. Стенограмма «круглого стола» Комитета Государственной Думы по экономической политике и предпринимательству на тему: «Исследовательский бизнес, правовые и организационно-экономические основы» 06.12.2010. М.: Гос. Дума, 2010.
87. Некрасов С.А. Экономические механизмы устойчивого развития угольной отрасли на основе инновационных ресурсосберегающих технологий П. Дисс. к.э.н. М.: ЦЭМИ РАН, 2012.

88. Ледин С.С. Интеллектуальные сети Smart Grid – будущее российской энергетики // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2010. № 11 (16).
89. Green Light to Clean power. Энергетическая Стратегия Лондона 2002.
90. Analysis of trends and Issues in the Financing of Renewable Energy and Energy Efficiency. UNEP Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008.
91. Global Financial Energy Investment. European Renewable Energy Council 2007.
92. Умные сети для России. URL: http://www.thg.ru/technews/20100920_111700.html
93. Кобец Б.Б., Волкова И.О., Окорочков В.Р. Smart grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 52–58.
94. Бударгин О.М. Умная сеть – платформа развития инновационной экономики. Доклад на заседании «круглого стола»: «Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика», URL: <http://www.fsk-ees.ru/media/File/evolution/innovations>, <http://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=e81fbef4-fd62-494c-818d-6fa75cd7154c> (дата обращения: 12.05.2018).
95. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
96. Методические рекомендации по разделению видов деятельности субъектами электроэнергетики / Федеральная антимонопольная служба. М., 2005.
97. Суслов Н.И. И все же вопросы остаются. Не столько «Что делать?» сколько «Как делать?» // ЭКО. 2011. № 4. С. 94–100.
98. Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России. Расшифровка диктофонной записи заседания «Меркурий-клуба» 18.03.2010 М.: Меркурий-клуб, 2010. URL: <http://www.tpprf.ru/ru/special/mercury-club/activ/2011-3/> (дата обращения: 12.05.2018)
99. Найман С.М. Проблемы энергосбережения в жилищном фонде // Экономика природопользования. 2010. № 6. С. 47–57.
100. Васильев Г.П. Что может нам помешать сделать Москву энергоэффективной? // Теплоэнергетика. 2011. № 8. с. 58–66.
101. Миронов И.М., Дайнеко И.В., Федоров В.А. и др. Приоритетные пути реконструкции жилищно-коммунального хозяйства наукограда Обнинска с использованием энергоэффективных технологий. М.: И-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2004. 132 с.
102. XII международная специализированная выставка «Энергетика. Ресурсосбережение» и XI международный симпозиум «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение» 16.12.2010.
103. Имамудинов. И. Жесткое правоприменение законов физики // Эксперт. 2011. № 32. С. 49–52.
104. URL: http://www.izmerenie.ru/magazine/1/alpha_counters.wbp (дата обращения: 04.06.2014).
105. Томская область входит в пятёрку лучших регионов по проведению реформы энергосбережения / URL: <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10527.html> (дата обращения: 04.06.2014)
106. URL: <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10413.html> (дата обращения: 04.06.2014).
107. Тарифы на электроэнергию для потребителей Пермского края. URL: <http://www.energosp.perm.ru/populations/tariffs.aspx?ayear=2011>, <http://energosp.perm.ru/business/Tariff.aspx?page=2> (дата обращения: 12.05.2018).
108. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 5. № 6.

109. Кудрин Б.И. О государственном плане рыночной электрификации России / Открытый семинар ИНИ РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНИ РАН, 2005. 204 с.
110. Филиппов С.П. Малая энергетика России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. с. 38–44.
111. Директор Л.Б. Научно-методические основы энергосбережения и энергоэффективности. М.: ОИВТ РАН, 2008.
112. URL: <http://prgazeta.efactory.ru/?article=8929> (дата обращения: 04.06.2014).
113. Ярыгин Ю.Н. Автономная газификация: научное и проектное обеспечение // Газ России. 2010. № 3. с. 17–19.
114. Мещеряков В.А. Федянин В.Я. Инновационные технологии обеспечения энергией сельских потребителей, расположенных на юге Западной Сибири // Теплоэнергетика. 2009. № 6. С. 64–68.
115. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций / Стандарт организации. Введен в действие протоколом заседания Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 № 1805 пр.
116. Кудрин Б. И. О концепции целостности России и электрификации / Выступление на заседании интеллектуального клуба «Стратегическая матрица» 22.05.2007. URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10740/index.htm><http://exergy.narod.ru/> (дата обращения: 12.05.2018)
117. Матюшечкин В. Новая концепция участия ОАО «Газпром» в газификации Российских регионов // АГЗК + АТ. 2010. № 5. С. 75–79.
118. Белозеров Т.В. Возможности использования сжиженного природного газа при газификации регионов Дальнего Востока / Доклад 2010.
119. Дубинин В. С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения. 2002. № 5.
120. Кудрин Б.И. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 гг. // Электрика. 2010. № 8. С. 3–15.
121. Богданов А.А. Эксергия. URL: <http://exergy.narod.ru/> (дата обращения: 12.05.2018).
122. Стребков Д.С., Trends in Russian Rural Agriculture and Rural Energy. URL: http://cigr-ejournal.tamu.edu/Submissions/Invited_Russia/Russia.PDF (дата обращения: 04.06.2014).
123. Karabanov S. “The Prospects for Photovoltaic Development in Russia”, Renewable Energy Report, 2001, World Renewable Energy Network.
124. Возобновляемая энергия в России от возможности к реальности / ОЭСР/МЭА. 2004. 120 с.
125. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750 кВ / Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.014-2008. введен 18.04.2008.
126. URL: http://www.mosgenerator.ru/component/page,shop.browse/category_id,208/option,com_virtuemart/Itemid,29/ (дата обращения: 04.06.2014).
127. Надежность систем газо- и нефтеснабжения: Справочник. Кн. 1 / под ред. М.Г. Сухарева. М.: Недра, 1994.
128. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984.
129. Дубинин В.С. О сопоставлении систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения в современных условиях России // Промышленная энергетика. 2007. № 1. С. 51–55.

130. Будовский В.П., Шульгинов Н.Г. О надежности электропередачи 330 и 500 кВ Объединенной системы Северного Кавказа // Электрические станции. 2005. № 7.
131. Сайт РАО ЕЭС. URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/gazeta/110-2003/show.cgi?ontario.htm> (дата обращения: 04.06.2008).
132. Постановление Правительства РФ № 109 от 26.2.2004 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии».
133. Постановление ФЭК РФ от 19.12.1997/3 «Об уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую с Федерального оптового рынка электрической энергии (мощности)».
134. Перспективы применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию в Беларуси. Берлин/Минск: Исследовательский центр ИПМ. 2008. 20 с.
135. Кудрин Б.И., Грозных В.А. Применение ветроэнергетических установок для горячего водоснабжения и отопления // Энерго- и ресурсосбережение – XXI век: IX Междунар. науч.-практ. интернет-конференция. Орел, 2011.
136. World Intellectual Property Indicators. 2010. URL: <http://www.wipo.int/ipstats/en/statistics/patents/> (дата обращения: 12.05.2018).
137. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе развития концепции smart grid. М.: ИАЦ Энергия 2010. 208 с.
138. Керосин крепостных братьев // Pressreader 20.03.17. <https://www.pressreader.com/russia/profil/20170320/28327886752966> (дата обращения: 18.06.2020).
139. Dr John K Wright Director. Australian Activities in Clean Hydrogen from Coal & Natural Gas. CSIRO Energy Transformed Flagship Program. 2010. URL: <http://www.csiro.au/> (дата обращения: 12.05.2018).
140. Стратегия развития Общества ОАО «Мобильные ГТЭС» на 2010–2012.
141. URL: <http://www.mobilegtes.ru/company/strategy/?type=98> (дата обращения: 04.06.2014).
142. The National Energy Technology Laboratory: «A vision for the Modern Grid», March 2007.
143. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес. М.: Дело, 2008. 600 с.
144. Воропай Н.И. SMART GRID: Мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. 2010. № 2.
145. Vassallo T. 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.
146. Количество plug-in гибридов и электромобилей в США вырастет до 1,2 миллионов. URL: <http://ecoconceptcars.ru/2011/04/plug-in-12.html> (дата обращения: 12.05.2018).
147. Синяк Ю.В., Петров В.Ю. Экономические условия появления водорода, как энергоносителя на энергетическом рынке России / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2009. С. 91.
148. Energy Transformed: Sustainable Energy Solutions for Climate Change Mitigation. Курс лекций по устойчивому развитию энергетики Государственного объединения научных и прикладных исследований Австралии (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, CSIRO) 2007. URL: http://www.naturaledgeproject.net/Sustainable_Energy_Solutions_Portfolio.aspx (дата обращения: 04.06.2014).
149. New Electric Power Technologies: Problems and Prospects for the 1990s, ОТА 1985. Р. 45.
150. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009. № 4 (15).

151. Ледин С. Интеллектуальные сети Smart Grid – будущее российской энергетики // Автоматизация и IT в энергетике. 2010. № 11 (16). URL: <http://www.sicon.ru/about/articles/?base=&news=16> (дата обращения: 12.05.2018).
152. Бухгольц Б.М. Инновационная техника для интеллектуальных электрических сетей Smart Grids // Электрика. 2010. № 11. С. 9–15.
153. Директор «Домодедово» просит о помощи. URL: <http://www.bfm.ru/news/2010/12/27/direktor-domodedovo-prosit-o-pomoshhi.html> (дата обращения: 04.06.2014).
154. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. Минск: Ковчег, 2009. 511 с.
155. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Альтернативное направление развития энергетики российской Федерации // Промышленная энергетика. 2012. № 6. С. 2–6.
156. URL: <http://www.energy.eu/> (дата обращения: 12.05.2018).
157. Кожуховский И.С., Басов В.П. Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2011. 86 с.
158. Combined Heat and Power International Energy Agency (IEA).
159. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации. Архангельск, 2009. 167 с.
160. Communication «Energy Roadmap 2050», Брюссель, 2011. URL: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm (дата обращения: 12.05.2018).
161. Жак Сапир. Энергобезопасность как всеобщее благо // Россия в глобальной политике. 2006. № 6.
162. URL: <http://www.np-sr.ru/> (дата обращения: 12.05.2018).
163. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект. URL: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf (дата обращения: 12.05.2018).
164. Редькин Ю.В. Регулирование энергетики в условиях глобализации. М.: Ин-т государства и права РАН. URL: www.hse.ru/data/685/777/1235/Редькин%20ИВ%20глобализа.doc (дата обращения: 12.05.2018).
165. Energy Dictionary/ World Energy Council. Paris: Jouve SI, 1992. 635 p.
166. Энергетическая безопасность. Термины и определения / отв. ред. чл.-корр. РАН Н.И. Воропай. М.: ИАЦ Энергия, 2005. 60 с.
167. Воропай Н.И., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2011. 89 с.
168. Новая энергетическая политика России / под общей ред. Ю. Шафраника. М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.
169. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // ТЭК. 2003. № 2. С. 5–37.
170. Китушин В.Г., Бык Ф.Л. Совершенствование теории и методов проектирования надежных энергосистем / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2010. 50 с.
171. Розничные цены на электроэнергию. Костромская сбытовая компания. URL: <http://www.k-sc.ru/roznichnyie-tsenyi-na-elektroenergiyu/> (дата обращения: 04.06.2014).
172. Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам № 378-э/2 от 20.12.2011 г. URL: <http://www.yrsk.ru/for-clients/el-price/ep2012/> (дата обращения: 04.06.2014).

173. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О структуре цены электроэнергии у конечного потребителя // Микроэкономика. 2012. № 10. С. 37–41.
174. Стиглиц Дж.Е. Ревущие девяностые. Семена развала. М.: Современная экономика и право, 2005. 424 с.
175. Отчет о НИР «Разработка рекомендаций по участию АО-энерго в разработке и реализации региональных программ энергосбережения, мерам стимулирования производителей ТЭР в управлении спросом на энергию и в участии их в реализации энергоэффективных проектов у потребителя». М.: ОАО «Энергосетьпроект», 2002.
176. Некрасов С.А., Зейгарник Ю.А., Шевченко И.С. Альтернативный подход к проблеме энергоснабжения малых поселений // Промышленная энергетика. 2012. № 7. С. 2–6.
177. 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. М.: Гос. Дума, 2012.
178. URL: <http://rek.mos.ru/section/45/> (дата обращения: 04.06.2014).
179. Вортотницкий В., Бузин С., Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ // Новости электротехники. 2005. № 3. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.
180. Готман В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы в электроэнергетических системах: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 240 с.
181. Владимирский А. План ГОЭЛРО // Родина. 2004. № 3.
182. Гвоздецкий В.Л. План ГОЭЛРО – стратегическая программа социально- экономического и научно-технического развития Советского государства. URL: <http://www.portal-slovo.ru/impressionism/36313.php> (дата обращения: 12.05.2018).
183. Большой энциклопедический словарь: 2-е изд. / под ред. А.М. Прохорова. М.: Большая Российская энциклопедия, 2007. С. 1456.
184. Сергеев И.В. Экономика предприятия: учебное пособие / 2-е изд., перераб. и доп. М.: Финансы и статистика, 2000. URL: <http://bibliotekar.ru/economika-predpriyatiya-5/55.htm> (дата обращения: 12.05.2018).
185. URL: www.jd-enciklopedia.ru/8-elektifikaciya-i-elektrosnabzhenie-zheleznyx-dorog/8-1-elektifikaciya-zheleznyx-dorog/ (дата обращения: 04.06.2014).
186. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населённых пунктов: 2 изд. М., 1985.
187. Технический словарь. Т. III. URL: <http://www.ai08.org> (дата обращения: 12.05.2018).
188. Электрификация народного хозяйства. URL: <http://rayax.ru/tex/slovar-ee-p-1/300/index.html> (дата обращения: 12.05.2018).
189. Кудрин Б.И. Классика технических ценозов. Общая и прикладная ценология. Вып. 31. «Ценологические исследования». Томск: ТГУ – Центр системных исследований, 2006.
190. Лукашов Г.А. Оценка электроэнергетической самообеспеченности территорий России // Научные труды ИНИ РАН: сборник / гл. ред. Г.А. Коровкин. М.: МАКС Пресс, 2011. 584 с.
191. Европейский газовый рынок: мечты не всегда сбываются. М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2012. 56 с.
192. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределенной генерации. М.: Московская школа управления Сколково, 2012. 38 с.
193. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 1986. 216 с.

194. Некрасов С.А. Повышение эффективности энергоснабжения ЖКХ путем перевода котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Дисс. к.т.н. М.: МЭИ, 2011.
195. URL: http://www.rectmn.ru/tarif_ee (дата обращения: 12.05.2018).
196. URL: <http://www.tulges.ru/ao-%gtges%prisoedinitnya-k-ezhegodnoj-akczii-%gtchas-zemli%gt.html> (дата обращения: 12.05.2018).
197. Состояние отрасли. Анализ Министерства энергетики России. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/539> (дата обращения 29.06.20); Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. СО ЕЭС. 2019. 37 с. URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf (дата обращения 29.06.20).
198. Платонов В.В. Электроэнергетика России: формирование и развитие / Открытый семинар ИПП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИПП, 2010. 88 с.
199. URL: <http://www.pskovenergo.ru/to-clients/consumers-structure/> (дата обращения: 04.06.2014).
200. Грицына В.П. О снижении затрат на отопление // Надежность и безопасность энергетики 2012. № 1. С. 37–42.
201. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России. М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1994.
202. Разработка и эксплуатация активных распределительных сетей. Доклад. Рабочая группа СИГРЭ С6.11, 2011.
203. Раздел «Основная информация» официального сайта Всемирного союза распределенной энергетики (World Alliance for Decentralized Energy – WADE). URL: <http://www.localpower.org/> (дата обращения: 12.05.2018).
204. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. Отчет IEA, 2002. P. 125.
205. Материалы заседания Экспертного совета Технологической платформы «Малая распределенная энергетика» 26.06.2012. М.: АПБЭ, 2012.
206. Безруких П.П., Дегтярев В.В. и др. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива/показатели по территориям. М.: ИАЦ Энергия, 2007. 272 с.
207. Awad A., Veziroglu T. Hydrogen versus Synthetic Fossil Fuels // Int. J. of Hydroge Energy. 1984. Vol. 9. № 5.
208. О состоянии и перспективах угольной промышленности Российской Федерации и о задачах по законодательному обеспечению ее развития: материалы парламентских слушаний. М.: Гос. Дума, 2008.
209. Грачёв И.Д. Вероятностно-статистическая модель рынка. Методология и экономический инструментальный моделирования экономического прогресса. Германия, Саабрюкен, 2011. 340 с.
210. ГОСТ 10150-88 «Дизели судовые, тепловозные и промышленные».
211. Годовые отчеты Калининградской генерирующей компании 2008 и 2010 гг.
212. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

213. Лившиц В.Н. Какое государство нужно нашей экономике и какая экономика нужна нашему государству. М.: ИПН РАН, 2007. 77 с.
214. Кудрин Б.И. Распределенная малая генерация для неэлектрифицированных территорий России. Труды Всероссийской научно-практической конференции «Повышение надежности эксплуатации электрических станций и энергетических систем – ЭНЕРГО–2012». М.: Издательский дом МЭИ, 2012. С. 369–372.
215. Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров В.А., Мильман О.О. Эффективные технологии производства электрической и тепловой энергии с использованием органического топлива // Теплоэнергетика. 2003. № 9. С. 19–21.
216. URL: <http://www.russianpost.ru/rp/filials/ru/home/okrug6/ufps?parentid=7170> (дата обращения: 04.06.2014).
217. Гнатюк В.И. Закон оптимального построения техноценозов. М.: ИЗД ТГУ – Центр системных исследований, 2005. 384 С.
218. Обзор электроэнергетической отрасли России. ООО «Эрнст энд Янг – оценка и консультационные услуги». 2018. URL: <https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-power-market-russia-2018/%24FILE/EY-power-market-russia-2018.pdf> (дата обращения 29.06.20).
219. Егоров М.Б. Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // ЭнергоРынок. 2011. № 12. С. 17–18.
220. Перспективы развития теплофикации в России / Хоршев А.А., Макарова А.С. и др. // Академия энергетики. 2011. № 2. С. 32–38.
221. Ионин А.А., Хлыбов Б.М., Братенков В.Н., Терлецкая Е.Н. Теплоснабжение / под ред. А.А. Ионина. М.: Стройиздат, 1982. 336 с.
222. Закон о теплоснабжении Дании № 382, ст. 6.1 п.4. The Heat Supply Act, 1990.
223. Аметистов Е.В., Клименко А.В., Леонтьев А.И., Мильман О.О., Михайлов С.А., Реутов Б.Ф., Фаворский О.Н., Федоров В.А., Яновский А.Б. Приоритетные направления перехода муниципальных образований на самообеспечение тепловой и электрической энергией // Известия РАН Энергетика. 2003. № 1. С. 107–117.
224. Бусыгин В.П., Левин М.И., Попов Е.В. Моделирование конкуренции между муниципальными и частными предприятиями в отрасли автобусных перевозок // Вестник ВГУ. Серия экономика и управление. 2010. № 2. С. 62–71.
225. Применение ПГУ на ТЭЦ / Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Шехтер Ю.Л. и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 12. С. 39–43.
226. Клейнер Г.Б. Российская экономика: системный подход // Мезоэкономика развития. М.: Наука, 2011. 805 с.
227. Киселев В. Модернизация генерирующих объектов и эффективность – взаимосвязи Russian Power XIII выставка и конференция 4.03.15. Москва. URL: <http://energotrade.ru> (дата обращения: 12.05.2018).
228. Сальникова А.А., Ратнер С.В., Нижегородцев Р.М. Энергетическая безопасность и качество энергетических систем: анализ методологических подходов // Вестник Северо-Осетинского государственного университета им. К.Л. Хетагурова. Общественные науки. 2014. № 2. С. 271–280.
229. Грачев И.Д., Колесник Г.В., Бендиков М.А. Механизмы реализации ответственности электроэнергетических компаний перед обществом // Экономический анализ: теория и практика. 2015. № 46. С. 2–14.

230. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЭЭС России. ОАО СО «ЕЭС» 05.03.2012. 14 с.
231. Проект правил технологического функционирования электроэнергетических систем. Разработан в 2013 г. 182 с. URL: http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_G8VNP1BwnENS2V410SaBUuuADhpQtP2a.pdf.
232. URL: http://www.tatenergo.ru/download/rp_kompen.pdf (дата обращения: 04.06.2014).
233. Основные положения концепции развития интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и РАН в октябре 2011 г.). 40 с.
234. Рукина И.М. Межрегиональное экономическое сотрудничество и интеграционные процессы в экономике России. Дисс. д.э.н. М.: ЦЭМИ РАН, 2003.
235. Гуревич Ю.Е. Мамикоянц Л.Г. Шакарян Ю.Г. Проблемы обеспечения надежного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности // Электричество. 2002. № 2.
236. URL: www.ntc-power.ru (дата обращения: 04.06.2014).
237. URL: <http://www.bpcenergy.ru/pdf/Igora.pdf> (дата обращения: 04.06.2014).
238. Зайченко В.М., Цой А.Д., Штеренберг В.Я. Распределенное производство энергии. М.: БукОс, 2008. 207 с.
239. Климов В.П., Москалев А.Д. Проблемы высших гармоник в современных системах электропитания // Практическая силовая электроника. 2003. № 6.
240. Экологически чистые энергогенерирующие комплексы на базе газотурбинных надстроек водогрейных котлов РТС / Лапир М.А., Батенин В.М., Масленников В.М., Цой А.Д. // Новости теплоснабжения. 2002. № 1. С. 41–46.
241. Abedin A. Совместное производство теплоты и электроэнергии. // АВОК. 2005. № 1. С. 54–58.
242. Сравнительная эффективность использования газотурбинных и газопоршневых установок для нужд дополнительного резервирования собственных нужд АЭС / Фаворский О.Н. и др. // Теплоэнергетика. 2009. № 4. С. 38–43.
243. Ворожихин В.В. Проблемы и пути развития региональной энергетики России (на примере Московского региона). М.: МЭИ, 2006.
244. Developing Small-Scale Renewable Energy Projects in New Zealand. Отчет Sinclair Knight Merz 2008. URL: <http://www.wcrc.govt.nz/Documents/Other%20Plans%20and%20Strategies/Renewable%20Energy%20Assesment.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
245. Паули В.К. Задачи реализации проектов повышения надежности распределительных электрических сетей за счет нормализации потоков реактивной мощности и уровней напряжения. URL: <http://www.combienergy.ru/stat/1102-Zadachi-realizacii-proektov-povysheniya-nadejnosti> (дата обращения: 12.05.2018).
246. Методические указания по расчету уровня надежности 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.
247. Дополнительный прейскурант № 09-01-0980/11. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР.

248. Овсейчук В. Тарифы, инфляция, жизненный уровень. Экономические реформы 1990–2030 гг. // Новости электротехники. 2011. № 5. С. 8–14.
249. Богданов А.А. Котельнизация России – беда национального масштаба // Новости теплоснабжения. 2007. № 4. С. 28–33.
250. Непомнящий В.А. Развитие электроэнергетики России до 2015 г. в условиях финансового и постфинансового кризиса. М., 2010. 56 с.
251. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации. Архангельск, 2009. 167 с.
252. Гашо Е.Г., Репецкая Е.В. От стратегий и программ к реальному энергосбережению / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2010. 64 стр.
253. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях развития газовой теплоэнергетики РФ // Портал по энергосбережению Энергосовет. URL: <http://www.energsovet.ru/stat661.html> (дата обращения: 12.05.2018).
254. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2009 году. М.: Минэнерго России, 2009.
255. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: учебник / 3-е изд., перераб. и доп. М.: Дело, 2008. 416 с.
256. Попов А.Б., Должанский П.Р., Баршак Д.А., Гринь Е.А. О ресурсе основного тепломеханического оборудования ОАО «Мосэнерго» // Электрические станции. 2007. № 11. С. 79–83.
257. Джангиров А.Д., Лелюшкин Н.В., Маслов В.В. Преимущества теплофикации. О применении электроэнергии для теплоснабжения // НГ-Энергия. 14.12.2010. С. 11.
258. URL: http://www.ng.ru/energy/2010-08-10/12_elektrokar.htm (дата обращения: 04.06.2014).
259. Семенов В.Г. Снижение объемов электроотопления и результаты // Тарифное регулирование и экспертиза. 2008. № 3. С. 82–86.
260. Сергеев В.В., Савинов В.Н., Павликов В.С. Балансы и режимы работы Московской энергосистемы // Электрические станции. 2007. № 11. С. 59–67.
261. Гашо Е.Г. Проблемы реального энергосбережения: опыт региональных проектов и целевых программ. М.: МЭИ, 2011.
262. Жарков С.В. Как оценить эффективность систем энергоснабжения // Газотурбинные технологии. 2009. № 10. С. 32–35.
263. Тихоненко Ю.Ф. Энергосбережение в Москве // Новости теплоснабжения. 2007. № 3. С. 45–46.
264. Рубанов И. Генераторы счастья // Эксперт. 2010. № 11. С. 78–83.
265. Шейндлин А.Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики. М.: ОИВТ РАН, 2003. 23 с.
266. Демирчян К.С., Бутырин П.А. Проблемы сохранения и развития электроэнергетической отрасли России // Изв. РАН. Энергетика. 2008. № 1. С. 5–17.
267. Бирюков П.П. Москва: проблемы и пути повышения энергоэффективности // Энергосбережение. 2008. № 8. С. 14–15.
268. Саакян Ю.З., Порохова Н.В. Прогнозирование в электроэнергетике // Академия энергетики. 2007. № 6. С. 6–10.
269. Имамутдинов И. Электрические сказки Андерсена // Эксперт. 2009. № 7. С. 56–61.

270. Решение заседания по теме: «Применение генераторного газа после газификации углей для замены дизельного топлива в дизельных установках в районах Крайнего Севера» 26.04.2012. М.: Научный Совет РАН «Теплофизика и теплоэнергетика», 2012.
271. Нигматулин Б.И. Корректировка «Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2012–2018 гг.» / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2012. 57 стр.
272. О Федеральной целевой программе «Жилище» на 2002–2010 гг. / Постановление Правительства Российской Федерации от 17.9.2001 № 675 (ред. от 10.08.2005).
273. Попов А.Б., Первалова Е.К., Сверчков А.Ю. Проблема продления ресурса теплоэнергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. 2003. № 4. С. 29–36.
274. Липатов Ю.А. Законодательное и нормативно-правовое обеспечение в теплоснабжении // Новости теплоснабжения. 2008. № 11. С. 4–6.
275. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. М.: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. 91 с.
276. Кудрявый В.В. Экспертное заключение (энергетическое хозяйство Москвы и Подмосковья) // Мировая энергетика. 2008. № 9 (57). С. 42–43. URL: http://www.worldenergy.ru/doc_20_52_2729.html (дата обращения: 12.05.2018).
277. Опыт сжигания распространенных видов топлива в отопительных котлах на предприятиях коммунальной энергетики. М.: Мин-во ЖКХ РСФСР Центральное бюро научно-технической информации, серия теплоснабжение и электроснабжение, 1984.
278. Фортов В.Е., Шейндлин А.Е., Копсов А.Я., Кучеров Ю.Н., Нечаев В.В., Шевченко И.С. О ходе реализации концепции технического перевооружения энергетического хозяйства Москвы и Московской области и задачи на будущее // Электрические станции. 2007. № 11. С. 10–22.
279. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики / Материалы Круглого стола «Перспективы развития малой распределенной и возобновляемой энергетики Российской Федерации» 24.9.2012. М.: Гос. Дума, 2012. URL: <http://www.myshared.ru/slide/279094/> (дата обращения: 04.07.2018).
280. Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах–участниках СНГ / Обзор (выпуск № 35). М.: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, 2012. 25 с., URL: http://www.ais.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr_pages/sr_0v025775.pdf (дата обращения: 12.05.2018).
281. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий. М.: Наука, 1993. 364 с.
282. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2002. 581 с.
283. Putnam P.C. Energy in the Future World. Princeton, Toronto. London. New York, 1953.
284. Постановление Совета Труда и Оборона об упразднении Комиссии ГОЭЛРО // В.И. Ленин об электрификации. М.: Изд-во полит. лит-ры, 1964. 496 с.
285. Электроэффективность: ежегодный рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–1999 гг. // Электрика. 2001. № 6. С. 3–12; Кудрин Б.И. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 гг. // Электрика. 2010. № 8. С. 3–15.
286. Колосовский Н.Н. Теория экономического районирования. М.: Мысль, 1969.

287. Гашо Е.Г. Особенности эволюции городов, промузлов, территориальных систем жизнеобеспечения. М.: Технетика, 2006. 150 с.
288. О работе Президиума РАН в 2005 г. Доклад Главного ученого секретаря Президиума РАН акад. А.А. Костюка // Вестник Российской академии наук. 2006. Т. 76. № 10. С. 889–891.
289. URL: <http://www.ktec2.ru/?type=501&newsid=1550> (дата обращения: 04.06.2014).
290. Есть ли альтернатива новой ЛАЭС. URL: <http://www.eco-mir.ru/info/interesting/162/> (дата обращения: 04.06.2014).
291. Северо-Западная ТЭЦ может продавать тепло, которое раньше выбрасывали в атмосферу. URL: <http://www.stockmap.ru/news/119528527/> (дата обращения: 12.05.2018).
292. URL: http://economy.gov39.ru/socialno-ekonomicheskoe-razvitie/otraslevoi-obzor/jenergo-prirodnye_resursy/ (дата обращения: 04.06.2014).
293. Дунаевский Н. И. Техничко-экономические основы теплофикации. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1952.
294. Ольховский Г.Г. Где применить газо и паротурбинные установки / Энергетика и промышленность России. Яровит энерго, 2008.
295. Кожуховский И.С. Произошел серьезный качественный скачок // Общероссийская газета. Энергетика. 2012. № 12.
296. Джангиров В.А., Неуймин В.В. О противоречивости требований по оценке установленной мощности энергоблоков ПГУ // Надежность и безопасность энергетики. 2011. № 4. С. 14–18.
297. Отчет о НИР «Программа модернизации России». М.: ЭАЦ «Модернизация», 2011. 238 с.
298. Конопляник А.А. Мирровой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? / Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2000. 93 с.
299. Браславский А.Л., Лившиц В.Н. Реформы на федеральном железнодорожном транспорте России // Транспорт. Наука, техника, управление. 2003. № 4. С. 2–11.
300. URL: http://www.kubanenergo.ru/customers/power_transmission/electricity_supply/ (дата обращения: 12.05.2018).
301. Апарин В.А., Шевцов А.А. Использование регулятора напряжения в системе электропитания средних промышленных предприятий // Вектор науки ТГУ. 2010. № 3 (13). С. 79–81.
302. Осипов Г.Л., Матросов Ю.А. Стратегия устойчивого развития строительного комплекса России // Реконструкция жилья. 2006. Вып. 8. С. 265–273.
303. Оценка затрат и выгоды от использования «Умной энергосети». Технический отчет EPRI (1022519), 2011. 161 с.
304. OECD Green Growth Studies: Energy OECD, 2011. 106 p.
305. Об интервалах тарифных зон суток для энергозон (ОЭС) России по месяцам 2011 года. Приказ ФСТ России № 440-э/8 от 16.12.2010.
306. URL: http://www.dvgk.ru/?redirect=pages&main_action=195 (дата обращения: 04.06.2014).
307. Количество малых и средних городов сократится. 08.12.11. URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/4775> (дата обращения: 12.05.2018).
308. Батищева Е.А., Мозговой В.А. Эффективное функционирование предпринимательских структур на основе инновационных механизмов развития // Экономический вестник Ростовского государственного университета. 2007. Т. 5. № 2-2. С. 30–32.

309. Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. Дисс. д.э.н. М.: ЦЭМИ РАН, 2013.
310. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. Управление инновационным развитием экономики России. Новый подход // Вестник РАН. 2011. Т. 81. № 5. С. 419–429.
311. Нормативы уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях министерств и ведомств на период до 2000 г. Мин-во энергетики и электрификации СССР, 28.05.1987.
312. Виртуальную электростанцию рассмотрели с разных точек зрения // Газета «Энергетика и промышленность России». 2013. № 7 (219). URL: http://www.dveuk.ru/press/2/2013-04-16_.htm, http://www.e-c-m.ru/seminars/doc/UER_2013_11.pdf (дата обращения: 12.05.2018).
313. О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения. Приказ №893 от 11.12.2006. М.: РАО «ЕЭС России», 2006.
314. Орлов А.И. Современное состояние контроллинга рисков // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2014. № 98. С. 933–942.
315. Кафедра Релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем (РЗА) КГЭУ. URL: <http://relay-protection.ru/content/view/40/8/>
316. Паули В.К. Технический контроллинг – в аспектах показателей надежности электроэнергетических систем // Новое в российской энергетике. 2006. №6. С. 22–33.
317. Трубецков Д.И., Рожнев А.Г. Линейные колебания и волны. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001. 416 с.
318. Вагин Г.Я., Севостьянов А.А., Юртаев С.Н. К вопросу о выборе источников реактивной мощности на промышленных предприятиях // Промышленная энергетика. 2012. № 4. С. 26–30.
319. Нигматулин Б.И. Сравнение цены электроэнергии для промышленных потребителей в России и других странах // Инновации. 2013. № 2.
320. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы / Утверждена Приказом Минэнерго России, 01.08.2014. № 495. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_167947/?frame=1 (дата обращения: 12.05.2018).
321. Положение о порядке расчета и обоснования нормативов технологических потерь (расходов) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Приказ № 267 от 04.10.2005. М.: Минпромэнерго России, 2005.
322. Некрасов С.А. О независимости эффективности использования энергетического оборудования от структуры источников энергии // Промышленная энергетика. 2012. № 4. С. 2–6.
323. Железко Ю.С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38–20 кВ по обобщенным параметрам схем // Электрические станции. 2006. № 1.
324. Перспективы внедрения ценозависимого потребления электроэнергии в РФ Пресс-релиз семинара СО ЕЭС от 15.07.15. URL: https://www.altaiensb.com/news/otrasl_news/detail/?ID=perspektivy-vnedreniya-tsenozavisimogo-potrebleniya-elektroenergii-v-rf- (дата обращения: 12.05.2018).
325. Прокофьева Ж.В, Орлов А.И. Менеджмент. М.: Знание, 2000. 280 с.

326. Волкова И.О., О कोरोков В. Р., О कोरोков Р.В., Кобец Б.Б. Концепция интеллектуальных энергосистем и возможности ее реализации в российской электроэнергетике / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2011. 64 с.
327. Стратегия развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы. Утверждена Указом Президента РФ № 203 от 9 мая 2017 г.
328. Тимашев С.Ф. О природе неравновесных степенных распределений (Законы Ципфа и Гуттенберга–Рихтера) // Журнал физической химии. 2008. Т. 82. № 3. С. 570–574.
329. Опыт сжигания распространенных видов топлива в отопительных котлах на предприятиях коммунальной энергетики. М.: Мин-во ЖКХ РСФСР, Центральное бюро научно-технической информации, 1984. 56 с.
330. Рекомендации «круглого стола» Комитета по энергетике Государственной Думы на тему «Перспективы развития малой распределенной и возобновляемой энергетики в Российской Федерации», 24.09.2012. М.: Гос. Дума, 2012.
331. Зипф Дж.К. Национальное единство и разъединенность. Страна как биосоциальный организм (National Unity and Disunity. The Nation as a Bio-Social Organism. Bloomington, Ind, 1941).
332. Зипф Дж.К. Человеческое поведение и принцип наименьшей затраты усилий (Human Behavior and the Principle of the Last Effort. Cambridge, Mass., 1949).
333. Шупер В.А. Территориальная самоорганизация. М.: Российский университет Дружбы народов. URL: <http://spkurdyumov.narod.ru/shuper.htm> (дата обращения: 12.05.2018).
334. Корнилов Г.П. Повышение эффективности электротехнических комплексов предприятий черной металлургии за счет регулируемых компенсирующих устройств. Дисс. д.т.н. Магнитогорск, Магнитогорский государственный технический университет, 2010.
335. Сопоставление основных показателей развития энергетики и энергетической эффективности производства в СССР, США и Западной Европе в 1971–2000 гг. Т. 2. П/р / И.А. Башмакова и А.А. Бесчинского. М.: ИНЭИ, 1990.
336. Решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов № 68 от 24.05.12. Барнаул, 2012.
337. Некрасов С.А., Шевченко И.С. Альтернативный подход к определению необходимого производства электроэнергии в Российской Федерации // Энергетика Татарстана. 2011. № 1. С. 50–56.
338. Кудрявый В.В. Кто отменил принцип Чихгисхана? // Энергополис. 2012. № 9. С. 30–33.
339. Институциональные матрицы и развитие России. URL: <http://www.kirdina.ru/> (дата обращения: 12.05.2018).
340. Несущие свет. URL: http://www.blago-mh.ru/issues/09/11_electroseti.php (дата обращения: 04.06.2014).
341. Кузин Д.В. Чем поможет энергоаудит? // Руководитель бюджетной сферы. 2011. № 7.
342. Экономический славянофил. URL: http://www.ng.ru/style/2000-09-26/16_slavianophil.html (дата обращения: 12.05.2018).
343. Первая в России электрическая станция на торфе. URL: http://energyfuture.ru/reat_history1 (дата обращения: 12.05.2018).
344. Поливода Ф.А. Каталитические котлы и энергоустановки. М.: МЭИ, 2003. 104 с.
345. Кутовой Г.П. Нужна новая парадигма экономических отношений в электроэнергетике // Академия энергетики. 2016. № 3. С. 4–9.

346. Минобороны сократит количество военных городков до 300. URL: <http://www.vesti.ru/doc.html?id=927212&cid=7> (дата обращения: 12.05.2018).
347. URL: <http://www.sbras.ru/ES/kotel.htm> (дата обращения: 04.06.2014).
348. URL: <http://www.bartolini.ru/bartolini/gazovye-kataliticheskie-obogrevateli> (дата обращения: 12.05.2018).
349. Отчет о НИР Разработка программы модернизации электроэнергетики России до 2020 г. М.: ОАО Энергетический институт им Г.М. Кржижановского, 2011. 242 с.
350. Кондратьева М.Н. Организация и управление жилищно-коммунальным хозяйством Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. Ульяновск: УлГТУ, 2009. 160 с.
351. Кудрявый В.В. Системное разрушение системы. 2015. 111 с. URL: <http://www.exergy.narod.ru/kudryavyi.pdf>.
352. Казакул А.А. Оптимальное управление потоками реактивной мощности в распределительных сетях в условиях неопределенности. Дисс. к.т.н. Иркутск: Амурский гос. университет, 2012.
353. Малкова Т.Б. Методология анализа функционирования корпоративных структур (на примере электроэнергетической системы региона). Автореф. дисс. д.э.н. Владимир: ВлГУ, 2012.
354. Лепский В.Е. Признаки и последствия недооценки роли средового подхода в инновационном развитии и модернизации России // Междисциплинарные проблемы средового подхода к инновационному развитию / под ред. В.Е. Лепского. М.: Когнито-Центр, 2011. С. 7–22.
355. Лепский В.Е. Философские основания становления средовой парадигмы // Междисциплинарные проблемы средового подхода к инновационному развитию / под ред. В.Е. Лепского. М.: Когнито-Центр, 2011. С. 34–51.
356. Ахромеева Т.С., Малинецкий Г.Г., Посашков С.А. Кризис инновационных сред в России // Междисциплинарные проблемы средового подхода к инновационному развитию / под ред. В.Е. Лепского. М.: Когнито-Центр, 2011. С. 23–33.
357. Strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future. URL: <https://www.2degreesnetwork.com/groups/2degrees-community/resources/smart-grids-strategic-deployment-document-europes-electricity-network-future/> (дата обращения: 12.05.2018).
358. Лесниченко А.Ю., Кудрин Б.И. Ценологические исследования распределительных сетей центральной части России // Промышленная энергетика. 2011. № 2. С. 25–30.
359. Цырук С.А., Кошарная Ю.В., Евграфов С.А. и др. Влияние нагрузки субабонентов на уровень потерь электроэнергии в сетях электроснабжающих предприятий // Промышленная энергетика. 2010. № 8. С. 9–15.
360. Каганович Б.М., Филиппов С.П. Теоретические основы анализа эффективности комбинированных технологий // Известия РАН серия Энергетика. 2008. № 6. С. 116–126.
361. Электрическая сеть США становится все менее надежной. URL: http://nationalization.ru/choice/facts/electric_net_USA.htm (дата обращения: 12.05.2018).
362. URL: http://www.smartgrid.su/2011/11/22/v-rossii-okazalis-khudshie-v-mire-usloviya-poprisoedineniyu-k-ehlektroehnergii/#.UM_hNG-6dH4 (дата обращения: 04.06.2014).
363. Березинец П.А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок. Дисс. д.т.н. М.: ВТИ, 2012.
364. ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия и определения.

365. Рыбалко В.В. Надёжность систем теплоснабжения промышленных предприятий. Курс лекций: учебное пособие. Часть 1, 2. СПб.: СПбГТУ РП, 1998. 141 с.
366. Рыбалко В.В. Надёжность и диагностика турбинных установок: учебное пособие. СПб.: СПбГМТУ, 2008. 207 с.
367. Мошкарин А.В., Шелыгин Б.Л. Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 // Вестник ИГЭУ. 2010. Вып. 2. С. 1–5.
368. Динамика и прочность турбомашин: учебник для вузов / А.Г. Костюк. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Изд. дом МЭИ, 2007. 476 с.
369. Батенко А.В., Тишин К.П., Сладков Н.Е. Перспективный проект отечественной ПГУ-325 // Газотурбинные технологии. 2009. № 7. С. 2–6.
370. Справочный документ по наилучшим доступным технологиям обеспечения энергоэффективности / В.Н. Виниченко, Е.Г. Гашо, Т.В. Гесева и др. URL: http://expert.energsovet.ru/pages/files/bref_final_full.pdf (дата обращения: 12.05.2018).
371. Губанов С.С. Неоиндустриализация плюс вертикальная интеграция (о формуле развития России) // Экономист. 2008. № 9. С. 3–27.
372. Филиппов С.П. Перспективы применения электрогенерирующих установок малой мощности // Атомная энергия. 2011. Т. 11. Вып. 5. С. 255–261.
373. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В.А. Баринов, А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров и др.; под общ. ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семёнова. М.: Издательство МЭИ, 2000.
374. Троицкий А.А. Энергетика и электрификация СССР за 70 лет. М.: Информэнерго, 1987.
375. Кириллин В.А. Энергетика. Главные проблемы. М.: Знание, 1990. 128 с.
376. Гафуров А.Р. Формирование системы управления энергетической безопасностью субъекта РФ. Дисс. к.э.н. Мурманск, Мурманский государственный технический университет, 2010.
377. Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов Российской Федерации / под ред. А. И. Татаркина. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 1998. 288 с.
378. Совалов С.А. История создания и развития единой энергетической системы. URL: <http://so-ups.ru/fileadmin/library/so85.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
379. Турский Э.В., Рогулин А.В. Внедрение вычислительной техники в ОДУ и ЦДУ ЕЭС. URL: <http://so-ups.ru/fileadmin/library/so85.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
380. Полтерович В.М. Институциональные ловушки и экономические реформы. М.: Российская экономическая школа, 1998. 37 с.
381. Усов С.В. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов / С.В. Усов, Б.Н. Михалев и др. Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отделение, 1987. 616 с.
382. Ильковский К.К. Инновационные механизмы развития малой энергетики энергоизолированных районов: на примере Республики Саха (Якутия). Автореф. дисс. д.э.н. М.: НИУ МЭИ, 2012.
383. Гуревич П. Основные вопросы электрической политики в послевоенную эпоху в России // Электричество. 1917. № 1–3.
384. Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ «МРСК Сибири» / Боровиков В.С. и др. // Электрика. 2010. № 11. С. 3–9.

385. Некрасов А.С. и др. Современное состояние и перспективы развития теплоснабжения в России / Открытый семинар ИНИ РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНИ РАН, 2012. 68 с.
386. Перова М.Б. Экономические проблемы и перспективы качественного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей в России / Открытый семинар ИНИ РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНИ РАН, 2007. 142 с.
387. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации // Промышленная энергетика. 2012. № 12. С. 2–8.
388. Иванов С.Н., Логинов Е.Л., Михайлов С.А. Энергосбережение: проблемы достижения энергоэффективности: монография. М.: НИЭБ, 2009. 326 с.
389. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969.
390. Згуровец О.В., Костенко Г.П. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии // Проблемы заглавной энергетики. 2007. № 16. С. 75–80.
391. Паниковская Т.Ю., Шабалин С.А. Выравнивание индивидуальных графиков нагрузки потребителей как средство повышения энергоэффективности // Сб. докладов 1-го научно-практического семинара с международным участием ЭКСИЭ-1 «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии». Екатеринбург, 2011.
392. Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes 2012. International Energy Agency (Annual Report – Stockholm, January 2013). URL: <http://www.ieadsm.org> (дата обращения: 12.05.2018).
393. Demand Side Integration. CIGRE Working Group C6.09, August 2011. 143 p.
394. Божков М.И., Софронова И.В. Итоги ценологического анализа заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям ОАО «Ленэнерго» // Федоровские чтения – 2012 / под ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. М.: Изд. дом МЭИ, 2012. С. 19–22.
395. Фуфаев В.В. Общеценологический метод структурно-топологического анализа самоорганизующихся систем // Общая и прикладная ценология. 2007. № 3. С. 23–31. URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/5113/index.htm> (дата обращения: 12.05.2018).
396. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. 2-езд. М.: Энергоавтоматиздат, 1990.
397. Бушуев В.В., Соловьянов А.А., Журавлев В.Г., Чернегов Ю.А. Мониторинг и проектирование эффективных технологий топливно-энергетического комплекса. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 60 с.
398. Решения партии и правительства по сельскому хозяйству (1965–1974 гг.). Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «Об электрификации сельского хозяйства СССР в 1966–1970 годах». М., 1975. С. 56.
399. Яковлев С.А. Электрификация сельскохозяйственного производства Поволжья во второй половине XX века // Известия Саратовского университета. Новая серия. Сер.: История. Международные отношения. 2009. Вып. 2. С. 83–92.
400. The future role for energy storage in the UK / Main Report Energy Research Partnership Technology Report, June 2011. 48 p. URL: <http://erpuk.org/wp-content/uploads/2014/10/52990-ERP-Energy-Storage-Report-v3.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
401. Ким А.А. Проекты ОАО «Газпром газэнергосеть», реализуемые в рамках Программы газификации регионов // Транспорт на альтернативном топливе. 2013. № 1. С. 46–48.

402. Цыплев Д.Ю. Электротранспорт и его интеграция в интеллектуальные сети будущего // Транспорт на альтернативном топливе. 2013. № 1. С. 24–28.
403. Кецарис А.А., Духанин В.И. Линейный генератор с двигателем внутреннего сгорания со свободным поршнем // Транспорт на альтернативном топливе. 2012. № 6. С. 42–48.
404. Зайченко В.М. Разработка новых технологий распределенной энергетики / Презентация доклада, представленного на Ученом Совете ОИВТ РАН, 16.12.2010. URL: http://www.jiht.ru/science/science_council/presentations/zaichenko/presentat.pdf.
405. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Семёнов К.А., Чудинова Л.Ю. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики // Проблемы прогнозирования. 2012. № 4. С. 53–63.
406. Лебедев В.М. Ядерный топливный цикл: Технологии, безопасность, экономика. М.: Энергоатомиздат, 2005. 316 с.
407. Шейндлин А.Е. Об отечественной электроэнергетике: Вчера, сегодня и возможное завтра. М.: Наука, 2013. 248 с.
408. Stokes R. Mega trial opens Europe to micro-CHP // Power Engineering International. 2013. February. P. 40–44.
409. Рычков М.А. Оценка параметров и эффективности ветрогидроэнергетических комплексов с учетом надежности электроснабжения потребителей. Дисс. к.т.н. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013.
410. Доктрина энергетической безопасности России, утверждена 29.11.2012. Разработчики ИЭС и ИСЭМ СО РАН. URL: www.labenin.z4.ru/Docs/en_bezop_project.doc (дата обращения: 12.05.2018).
411. Сопленков К.И., Чаховский В.М., Воронин А.Л. Система аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) повысит конкурентоспособность АЭС в условиях суточного регулирования электрических нагрузок. М.: Инновационный форум Росатома, 2007. URL: <http://lib.convdocs.org/docs/index-8828.html?page=5> (дата обращения: 12.05.2018).
412. Ершов М.С. Развитие теории, разработка методов и средств повышения надежности и устойчивости электротехнических систем многомашинных комплексов с непрерывными технологическими процессами. Дисс. д.т.н. М.: РГУ Нефти и газа им И.М. Губкина, 1995.
413. Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н. и др. Основные методические принципы исследования и обеспечения живучести систем энергетики // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1990. С. 9–17.
414. Надежность систем энергетики / Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. 2-е изд., перераб. и доп. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 328 с.
415. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики. 2011. № 2. С. 50–57.
416. Кризис 2010-х годов и Новая энергетическая цивилизация / под ред. В.В. Бушуева, М.Н. Муханова. М.: ИД «Энергия», 2013. 272 с.
417. Ang G., Marchal V. Mobilising Private Investment in Sustainable Transport: The Case of Land-Based Passenger Transport Infrastructure. OECD Environment. Working Papers, No. 56. OECD Publishing, 2013. URL: https://www.oecd.org/env/cc/Mobilising%20private%20investment%20in%20sustainable%20transport%20infrastructure_Consultation%20Draft%2019-09-2012.pdf (дата обращения: 12.05.2018).
418. Стенников В.А., Якимец Е.Е., Жарков С.В. Оптимальное планирование теплоснабжения городов // Промышленная энергетика. 2013. № 4. С. 9–15.

419. Вахнина В.В. Разработка основ теории функционирования систем электроснабжения потребителей при воздействии геоиндуцированных токов. Дисс. д.т.н. М.: НИУ МЭИ, 2013.
420. Правила установления и определения нормативов коммунальных услуг. Постановление Правительства РФ № 306 от 23.05.2006 (с изменениями от 28.03.2012). URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=60527;dst=100010> (дата обращения: 12.05.2018).
421. Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefits. ORNL/TM-2003/20, Oak Ridge National Laboratory, May 2003. 72 p. URL: <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub57350.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
422. Киушкина В.Р., Антоненков Д.В. Ранговый анализ распределенных потребителей Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика. 2013. № 6. С. 12–15.
423. Сосина Е.Н. Научные основы повышения энергоэффективности электротехнических комплексов. Дисс. д.т.н. Нижний Новгород, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2013.
424. Лесниченко А.Ю. Метод среднесрочного прогнозирования электропотребления предприятий и организаций региона // Электрика. 2010. № 8. С. 15–19.
425. Овсейчук В.А. Прогнозирование электрификации региона (технико-экономические проблемы и методы). М.: Изд-во ИПКГосслужбы, 2002. 168 с.
426. Овсейчук В.А. Надежность и качество электроснабжения потребителей // Новости Электротехники. 2013. № 3.
427. Зотин О.Т. В преддверии возрождения постоянного тока // Энергосовет. 2013. № 1. URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=366 (дата обращения: 12.05.2018).
428. URL: <http://www.ksc.kaluga.ru/faq/?content=question&id=1678> (дата обращения: 12.05.2018).
429. Постановление РЭК Свердловской обл. от 18.12.2012 г. № 206-ПК «Об утверждении тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями Свердловской области»».
430. Андреев Д.Е. Повышение эффективности функционирования электротехнического комплекса городских электропитающих сетей. Автореф. к.т.н. Тула, Тульский государственный университет, 2013.
431. European Technology Platform Smart Grids – Strategic Deployment Document for Europe’s Electricity Networks of the Future, 2010. 69 с.
432. IEEE Std 2030-2011 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. 126 с.
433. Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid / EPRI Technical report No.1022519, 2011. 162 с.
434. Шевлюгин М.В. Энегосберегающие технологии на железнодорожном транспорте и метрополитенах, реализуемые с использованием накопителей энергии. Дисс. д.т.н. М.: МИИТ, 2013.
435. Кутовой Г.П. О торговых отношениях в электроэнергетике и предложениях к ценовой политике / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2014. 63 с.
436. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

437. Сравнительный анализ отечественной и международной нормативной документации в области качества электрической энергии и обоснование выбора технических средств для его повышения в условиях предприятий минерально-сырьевого комплекса / Абрамович Б.Н. и др. // Энергоэффективность энергетического оборудования: Международная научно-практическая конференция (СПб 8–9.10.14). СПб.: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. С. 9–12.
438. Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Поляков В.Е. Динамическая устойчивость работы установок электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 9. С. 104–106.
439. Активная компенсация провалов и искажений напряжения в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий / Абрамович Б.Н. и др. // Промышленная энергетика. 2012. № 4. С. 23–25.
440. Губанов С. Компрадорский режим держится на волоске истории: Интервью // БИЗНЕС Online. 24.02.15. URL: <http://www.business-gazeta.ru/article/126419/>
441. Чернавский С.Я. Успехи и неудачи реформирования российской энергетики / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М. УРАН ИНП, 2015. 75 с.
442. URL: <http://www.eia.gov/electricity/monthly/> (дата обращения: 12.05.2018).
443. Егорова Г.А. Элементный статус населения республики Саха (Якутия): эколого-физиологические аспекты: Монография. М.: Росмэн, ИПК ГОУ ОГУ, 2006. 279 с.
444. Богачкова Л.Ю. Совершенствование управления отраслями российской энергетики: теоретические предпосылки, практика, моделирование. Волгоград: Волгоградское научное издательство, 2007. 421 с.
445. Годовые отчеты ПАО «Мосэнерго» за 2015. 102 с.; 2016. 53 с. URL: <http://www.mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/> (дата обращения: 12.05.2018).
446. Ратнер С.В. Управление качеством энергоснабжения в энергосистемах со смешанным типом генерации: организационно-экономические аспекты // Финансовая аналитика: проблемы и решения. 2016. № 19. С. 2–13.
447. Некрасов С.А. Влияние тарифов тепло и водоснабжения на развитие городов // Промышленная энергетика. 2009. № 10. С. 5–11.
448. Некрасов С.А. Перспективы роста потребления электроэнергии в России на основе международного сравнительного анализа // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2011. № 44. С. 37–51.
449. Некрасов С.А. Об увеличении электрических мощностей существующих теплоэлектростанций // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2012. № 7. С. 33–41.
450. Некрасов С.А. О необходимости построения энергоэффективной среды на основе комплексного подхода к энергоснабжению Часть I // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2012. № 37. С. 14–25; Часть II. 2012. №40. С. 25–36.
451. Некрасов С.А. Взаимосвязь эффективности использования мощностей электроэнергетики и нового строительства электростанций // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2012. № 4. С. 19–45.
452. Число электромобилей в мире достигло 1,26 млн. Анализ рынка электромобилей. 07.06.16. URL: <http://natio.today/technologies/item/2005> (дата обращения: 04.03.2017).
453. Директива об энергетической эффективности зданий № 2010/31/EU (EPBD) от 19.05.10. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:en:PDF> (дата обращения: 12.05.2018).

454. Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability. U.S. Department of Energy. 2017. URL: https://energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability_0.pdf (дата обращения: 12.05.2018)
455. Яковлев Г.А. Инновационные механизмы в энергетике // Научно-аналитический журнал «Наука и практика» РЭУ им. Г.В. Плеханова. 2015. № 1. С. 79–86.
456. Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С.В. Совершенствование государственных программ развития // Экономика и математические методы. 2017. Т. 53. № 4. С. 3–12.
457. Лозенко В.К., Агеев М.К. Развитие организационных механизмов – ключевой фактор инновационного прогресса в управлении энергоэффективностью // Контроллинг. 2012. № 1. С. 56–61.
458. Соловьева Т.В. Способ интерпретации результатов применения ценологических моделей экономических систем // Политехнический сетевой электронный научный журнал КГАУ. 2014. № 98. С. 988–1008.
459. Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономик России // ИНЭИ РАН, 2013. URL: <https://www.eriras.ru/files/vliyanie-rosta-tsen-na-gaz-i-elektroenergiyu-na-razvitiye-ekonomiki-rossii.pdf> (дата обращения: 12.05.2018).
460. Беляев Л.С. Электроэнергетика России: последствия перехода к конкурентному рынку / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.В. Подковальников // Энергия: экономика, техника, экология. 2002. № 6. С. 2–9.
461. Белоусова Н.И., Васильева Е.М., Лившиц В.Н. Реформирование естественных монополий в России: теоретический аспект // ЭКО. 2001. №4. С. 85–100.
462. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. Некоторые следствия закономерностей потребления электроэнергии // Энергетическая политика. 2013. № 4. С. 3–15.
463. Кудрин Б.И., Фуфаев В.В., Кучин П.Г. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 гг. // Электрика. 2010. № 1. С. 3–15.
464. URL:http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industry1/# (дата обращения: 12.05.2018); http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/population/demography/# (дата обращения: 12.05.2018)
465. Богачкова Л.Ю., Зайцева Ю.В. О некоторых проблемах и принципах оптимизации социально-экономической политики в энергетическом секторе // Экономика развития региона: проблемы, поиски, перспективы: Ежегодник. Вып. 2. Волгоград: Изд-во ВолГУ, 2002.
466. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания. Экономика Менеджмент. Реформирование. М.: Олимп-Бизнес, 2002. 544 с.
467. Занковский С.С. Энергетическая безопасность России: правовые вопросы // Энергетическое право. 2006. № 2. С. 64.
468. Клейнер Г.Б. Устойчивость российской экономики в зеркале системной экономической теории (Часть 1) // Вопросы экономики. 2015. № 12. С. 107–123.; Часть 2. 2016. № 1. С. 117–138.
469. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. Влияние маржинального ценообразования в электроэнергетике на экономику // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2013. № 4. С. 2–6.
470. Некрасов С. А. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики // Промышленная энергетика. 2013. № 4. С. 48–53.
471. Грачёв И.Д. Статистическая модель автопрогресса экономических систем. Монография. М.: Наука, 2010. 181 с.

472. Паули В.К. Реактивная мощность – состояние, проблемы, задачи // Новое в российской энергетике. 2006. № 1. С. 25–34.
473. Электроэнергетические системы и сети / А.А. Герасименко, Е.С. Кинев, Т.М. Чупак. Красноярск: ИПК СФУ, 2008. 279 с.
474. Готман В.И. Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении // Электричество. 2009. № 12. С. 13–18.
475. Леонтьев В.В. Межотраслевая экономика. М.: Экономика, 1997. 479 с.
476. Кодекс публичного обслуживания штата Калифорния (California Public Utilities Code). URL: <http://www.cpus.ca.gov> (дата обращения: 12.05.2018).
477. Вершинин Д.В. К вопросу взаимосвязи потребления и сбережения электроэнергии в региональных прогнозах // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011, №5, с. 20-27.
478. Российская электроэнергетика: прогноз до 2022 года. Аналитическое кредитное агентство (АКРА), 19.04.2018. URL: <https://www.acra-ratings.ru/research/691> (дата обращения: 12.05.2018).
479. Джумаев А. России срочно нужна нормативная база для развития электротранспорта и заправочной инфраструктуры // Переток.ру. Энергетика в России и в мире. URL: <http://peretok.ru/opinion/17285/> (дата обращения: 12.05.2018).
480. Богданов А. Тектология: Всеобщая организационная наука. В 2-х т. М., 1989.
481. Лапытин Ю.Н. Теория организаций: учеб. пособие / 2-е изд., перераб. и доп. М.: ИНФРА-М, 2017. 324 с.
482. Программа модернизации объектов энергогенерации по схеме ДПМ-штрих требует тщательной разработки критериев отбора. 12.05.18. URL: <http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Novosti-Komiteta/item/15578550/> (дата обращения: 12.07.2018).
483. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. НТЦ Электроэнергетики, 2012.
484. Генкин А.С., Михеев А.А. Блокчейн в интернете вещей // Страховое дело. 2017. № 10. С. 3–11.
485. Ревнков П.В. Бердюгин А.А. Кибербезопасность в условиях интернета вещей и электронного банкинга // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2016. № 11. С. 158–169.
486. Лещенко С.В. Интерфейсы социальной экологии: от технологической конвергенции к интернету вещей // Философские науки. 2014. № 11. С. 103–111.
487. Гасанов М.А., Гасанов Э.А. Структурная конвергенция в экономике России и ее ограничения // Вестник Томского государственного университета. Экономика. 2014. № 1. С. 5–16.
488. Абдокова Л.З. Синергический эффект как результат эффективного управления // Фундаментальные исследования. 2016. № 10 (часть 3). С. 581–584.
489. Касьяненко Т.Г. Системный взгляд на синергию: определение, топология и источники синергического эффекта // Российское предпринимательство. 2017. Т. 18. № 24. С. 4035–4050.
490. Кузьминов А.Н. Управление в социально-экономических системах на основе моделирования ценозов: теория, методология, инструментарий. Дисс. д.э.н. Ростов-на-Дону, Ростовский государственный университет путей сообщения, 2009.
491. 6 ключевых проблем британской энергетики. URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/41259> (дата обращения: 14.07.2018).
492. Непорожний П.С. Энергетика страны глазами министра: дневники 1935–1985 гг. М.: Энергоатомиздат, 2000.

493. Годовой отчет ПАО «Мосэнерго» за 2017 год. URL: <http://www.mosenergo.ru/d/textpage/d4/212/godovoj-otchet-mosehnergo-2017.pdf> (дата обращения: 22.08.2018)
494. Сайт компании Enerdata (Мировой Энергетической Статистики Yearbook). URL: https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/ofgem-plans-cap-prices-11-million-residential-customers-uk.html?utm_source=Enerdata&utm_campaign=d3f219e0f4-Email_Daily_Energy_News_09_2018&utm_medium=email&utm_term=0_838b1c9d18-d3f219e0f4-124429089 (дата обращения: 11.09.2018).
495. Некрасов С.А. Цырук С.А. Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии // Промышленная энергетика. 2018. № 4. С. 37–42.
496. Механизмы технологического развития экономики России: макро- и мезоэкономические аспекты / Багриновский К.А., Бендиков М.А., Хрусталева Е.Ю. М.: Наука, 2003. 376 с.
497. Сурков М.А. Повышение эффективности автономных ветро-дизельных электротехнических комплексов Дисс. к.т.н. Томск, Томский политехнический университет, 2011.
498. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future». European Communities, 2006.
499. Багриновский К.А., Бендиков М.А., Хрусталева Е.Ю. Современные методы управления технологическим развитием. М.: Российская политехническая энциклопедия (РОСПЭН), 2001. 271 с.
500. Егорова Н.Е., Маренный М.А. Опыт практических расчетов по кооперированию малых форм в сфере маркетинга (с использованием сценарного подхода) // Теория и практика функционирования российских предприятий: сборник / под ред. Н.Е. Егоровой. М.: ЦЭМИ РАН, 2003. С. 112–121.
501. Кузьминов А.Н. Ценологический инструментарий управления региональной рыночной средой предприятий малого бизнеса. Ростов-на-Дону: Изд-во СКНЦ ВШ, 2007. 124 с.
502. Гащо Е.Г. Разработка методологии совершенствования промышленных и коммунальных теплоэнергетических систем. Дисс. д.т.н. М.: НИУ МЭИ, 2018.
503. Железко Ю.С. Потери электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.
504. Гребенюк Г.Г. Модели, методы и средства информационной поддержки принятия решений в системе управления жизнеобеспечением города. Дисс. д.т.н. М.: ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН, 2008.
505. Белоусов А.В. Гребенюк Г.Г., Кошлич Ю.А. Анализ корреляционной взаимосвязи технологических переменных систем управления энергоснабжением и жизнеобеспечением зданий // Информационные системы и технологии. 2016. № 1. С. 57–62.
506. Гринин Л.Е., Гринин А.Л. От рубил до нанороботов. Мир на пути к эпохе самоуправляемых систем. М.: Чеховский печатный двор, 2015.
507. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О необходимости трансформации механизмов регулирования деятельности предприятий жизнеобеспечения в Российской Федерации // Микроэкономика. 2012. № 5. С. 6–12.
508. Стоимость аккумуляторов для электромобилей упала на 60%. 30.01.17. URL: <https://electrek.co/2017/01/30/electric-vehicle-battery-cost-dropped-80-6-years-227kwh-tesla-190kwh/Electrec> (дата обращения: 22.12.2018).

509. Потребление электроэнергии электромобилями занижается производителями. URL: <https://econet.ru/articles/101701-potreblenie-elektroenergii-elektromobilyami-zanizhaetsya-proizvoditelyami/> (дата обращения: 22.12.2018).
510. Новейший электробус Leonis может прийти в Украину. URL: http://news.infocar.ua/noveyshiy_elektrobus_leonis_mojet_priyti_v_ukrainu_118911.html 05.01.18(дата обращения: 22.12.2018).
511. Прогноз роста электропотребления на электроснабжение электромобилей в Мире в период 2016–2050 г. / Институт проблем энергетики, 2016.
512. Островский Н.В. Мусоросжигание – как объект оценки воздействия на окружающую среду и экологической экспертизы // Экология и промышленность России. 2015. Т. 19. № 8. С. 44–49.
513. Сравнение свойств золы от сжигания углей и нетрадиционных видов топлива / Дик Э.П. и др. // Теплоэнергетика. 2007. № 3. С. 60–64.
514. Гречко А.В. Современные методы термической переработки твердых бытовых отходов // Промышленная энергетика. 2006. № 9. С. 48–49.
515. Мечев В.В., Власов О.А., Переработка ТБО в печах со шлаковым расплавом // Твердые бытовые отходы. 2014. № 2. С. 20–25.
516. Адамович Б.А., Дербичев А.Г. Мусоросжигание без диоксинов // Экология и жизнь. 2012. № 3. С. 32–35.
517. Бернадинер М.Н. Диоксины при термическом обезвреживании органических отходов // Экология и промышленность России. 2000. № 2. С. 13–16.
518. Федоров Л.А. Диоксины как экологическая опасность: ретроспектива и перспективы. М.: Наука, 1993. 266с.
519. Майстренко В.Н., Хамитов Р.З., Будников Г.К. Эколого-аналитический мониторинг супертоксикантов. М.: Химия, 1996. 319 с.
520. Мечев В.В. Экологически чистые технологии переработки бытовых отходов в печи Ванюкова // Цветные металлы. 1992. № 12. С. 9–14.
521. Термическая переработка углей, бытовых и промышленных отходов с получением электроэнергии и товарных продуктов /под ред. В.В. Мечева. М.: Буки Веди, 2012. 344 с.
522. Гречко А.В., Деннисов В.Ф., Федоров Л.А. Региональный характер проблемы твердых бытовых и промышленных отходов и ее решение пирометаллургическим методом // Экология и промышленность России. 1997. № 10. С. 13–16.
523. Путин В.В. Стратегическое планирование воспроизводства минерально-сырьевой базы региона в условиях формирования рыночных отношений (Санкт-Петербург и Ленинградская область). Автореф. дисс. к.э.н. СПб.: СПГУ, 1997.
524. Материалы совещания Правительства Российской Федерации «О комплексе мер по улучшению экологической обстановки в России». 30.03.11. URL: <http://archive.government.ru/docs/14655/> (дата обращения 16.10.18).
525. Некрасов С.А., Матюнина Ю.В., Цырук С.А. Оптимизация электроснабжения с целью выравнивания графика нагрузки и снижения энергозатрат // Промышленная энергетика. 2015. № 5. С. 2–8.
526. Тугов А.Н. Опыт освоения сжигания твердых бытовых отходов на отечественных ТЭС // Теплоэнергетика. 2006. № 7. С. 55–60.
527. Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 г. Утверждена РП Российской Феде-

- рации от 25.01.18. №84-р. URL: http://eipc.center/wp-content/themes/fgau/presents/resursandeng/raspor_ot_25012018_84.pdf (дата обращения 16.10.18).
528. EUROSTAT Gross electricity production by fuel, EU-28. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_electricity_production_by_fuel,_GWh,_EU-28,_2000-2016.png (дата обращения 16.10.18).
529. Renewable Energy and Electricity. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx> (дата обращения: 16.10.2018).
530. Нижегородцев Р.М., Ратнер С.В. Тенденции развития промышленно освоенных технологий возобновляемой энергетики: проблема ресурсных ограничений // Теплоэнергетика. 2016. № 3. С. 43–53.
531. US PV System Price H2 2016. URL: <https://www.greentechmedia.com/research/report/us-solar-pv-system-pricing-h2-2016>.
532. International Renewable Energy Agency, 2016. IRENA 2016; The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. ISBN 978-92-95111-97-4.
533. Bloomberg New Energy Outlook 2017. URL: <https://bloom.bg/2tpkHZi> (дата обращения: 18.10.2018).
534. Utilities increasingly adding low cost wind power to rate base, leaving inefficient coal plants at risk // URL: https://www.moody.com/research/Moody-Utilities-increasingly-adding-low-cost-wind-power-to-rate--PR_363547 (дата обращения: 18.10.2018).
535. Strom-Prognose: EEG-Umlage steigt 2017 auf über sieben Cent pro Kilowattstunde. URL: <http://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-31723-strom-prognose-eeg-umlage-steigt-2017-auf-ueber-sieben-cent-pro-kilowattstunde> (дата обращения: 18.10.2018).
536. ACT leads the way in rooftop solar uptake, doubling capacity in 2018. URL: www.canberratimes.com.au/national/act/act-leads-the-way-in-rooftop-solar-uptake-doubling-capacity-in-2018-20190112-p50qyc.html (дата обращения: 28.12.2018).
537. Bloomberg-New-Energy-Finance 01.05.2018, 36 p. URL: <https://www.fsb-tcfd.org/wp-content/uploads/2018/03/Presentation-Bloomberg-New-Energy-Finance.pdf> (дата обращения: 28.12.2018).
538. Solar & Onshore Wind Now Cheapest Source of New Bulk Power. URL: <https://cleantechnica.com/2018/11/21/solar-onshore-now-cheapest-source-of-new-bulk-power/> (дата обращения: 28.12.2018).
539. Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight for all purposes. Mark Z. Jacobson and Mark A. Delucchi // Renewable Energy. 2018. № 123. P. 236–248.
540. Агеев А.И., Курдюмов В.С., Малинецкий Г.Г. Проектирование будущего, кризис и идеи. URL: <http://spkurdyumov.narod.ru/agkurmal.html> (дата обращения: 28.12.2018).
541. Отчет о НИР «Основы формирования стратегии научно-технического развития ТЭК и его отраслей». Раздел 2 «Методы интенсификации инновационного процесса в отраслях ТЭК России». ИНЭИ РАН, 2009. 137 с.
542. Achyuta Adhvaryu, Namrata Kala, Anant Nyshadham. The Light and the Heat: Productivity Co-benefits of Energy-saving Technology, 2016. P. 61. URL: https://namratakala.files.wordpress.com/2014/01/akn_led_may2016.pdf (дата обращения: 28.12.2018)

543. Wen Yi, Albert P. C. Chan. Effects of Heat Stress on Construction Labor Productivity in Hong Kong: A Case Study of Rebar Workers // *Int J Environ Res Public Health*. 2017 Sep; 14(9): 1055. doi: 10.3390/ijerph14091055
544. Heat stress causes substantial labour productivity loss in Australia. Kerstin Zander and others // *Nature Climate Change* № 5, 2015. P. 647–651. DOI: 10.1038/nclimate2623
545. Labor Demand Effects of Rising Electricity Prices: Evidence for Germany. Michael Cox and others // *IZA Policy Paper* № 74. 2013. URL: <http://ftp.iza.org/pp74.pdf> (дата обращения: 28.12.2018).
546. Грачёв И.Д., Некрасов С.А. О различных подходах к регулированию потребления энергии // *Вестник МЭИ*. 2010. № 1. С. 122–126.
547. Getting Wind and Sun onto the Grid a Manual for Policy Makers. OECD/IEA, 2017 69 p. URL: https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf (дата обращения: 18.10.2018)
548. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. СО ЦДУ. 2019. 37 с. URL: http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf (дата обращения: 18.03.2019).
549. Башмаков И.А. Российский ресурс энергоэффективности: масштабы, затраты и выгоды // *Вопросы экономики*. 2009. № 2.
550. Симонов Н.С. Начало электроэнергетики Российской империи и СССР, как проблема-техноценоза. М.: Инфра-Инженерия. 2017. 640 с.
551. Виленковский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: учебное пособие / 5-е изд., перераб. и доп. М.: Поли Принт Сервис, 2015. 1300 с.
552. Смоляк С.А. Дисконтирование денежных потоков в задачах оценки эффективности инвестиционных проектов и стоимости имущества. М.: Наука, 2006. 324 с.
553. ГОСТ Р 51387-99 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.
554. Пресс-релиз Системный оператор представил анализ работы ЕЭС России в осенне-зимний период 2014–2015 гг. и задачи по подготовке к следующему ОЗП. URL: [http://www.so-cdu.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews\[tt_news\]=7053&cHash=07ced3aa95](http://www.so-cdu.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews[tt_news]=7053&cHash=07ced3aa95) (дата обращения: 18.03.2019).
555. Кржижановский Г.М. Сочинения. Том 1. Электроэнергетика. АН СССР Энергетический институт. М.-Л.: Энергоиздат, 1933. 628 с.
556. Бушуев В.В. Электроэнергетика в энергетической стратегии // *Электричество*. 2014. № 8. С. 4–8.
557. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // Синяк Ю.В. и др. // *Проблемы прогнозирования*. 2013. № 1. С. 4–21.
558. Лещенко Я.А. Проблемы социально-демографического развития Сибири // *Проблемы прогнозирования*. 2010. № 6. С. 93–121.
559. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.) Об индикаторах состояния энергетики и эффективности возобновляемой энергетики в условиях экономического кризиса // *Вопросы экономики*. 2014. № 8. С. 92–105.
560. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Уроки реформы в электроэнергетике: иллюзии, просчеты, перспективы // *Вопросы экономики*. 2013. № 12. С. 109–122.

561. Мировые рынки возобновляемых источников энергии и национальные интересы России / Шуйский В.П. и др. // Проблемы прогнозирования. 2010. № 3. С. 131–143.
562. Фортов В.Е., Попель О.С. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–11.
563. Рыбчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: СО РАН, 2011. 197 с.
564. Лахно Ю.В. Российская угольная отрасль: угрозы и возможности развития // Проблемы прогнозирования. 2015. № 5. С. 88–97.
565. Прогноз развития энергетики мира и России до 20240 г. / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ, 2014. 175 с.
566. Сеницын М.В. Иностранные инвестиции в российскую электроэнергетику // Проблемы прогнозирования. 2012. № 5. С. 141–150.
567. Гагарин В.Г. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах / Сб. докл. 6-й конф. РНТОС, 2001.
568. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2015. С. 448.
569. Самарин О.Д., Малаховская Т.С., Жуков Р.В. О комплексном подходе к снижению энергопотребления общественных зданий // Журнал «С.О.К.». 2008. № 3.
570. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Конкуренция и регулирование в управлении электроэнергетикой // Проблемы прогнозирования. 2007. № 4. С. 54–73.
571. Робинсон Дж. Экономическая теория несовершенной конкуренции. М.: Прогресс, 1986.
572. Стратегические перспективы электроэнергетики России / Макаров А.А. и др. // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.
573. Интеллектуальная электроэнергетика: стратегический тренд международной конкурентоспособности России в XXI веке. / Иванов Т.В. и др. М.: Спутник, 2012. С. 303.
574. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 г. / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьевой, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ, 2012. 196 с.
575. Макаров А.А., Митрова Т.А., Кулагин В.А. Долгосрочный прогноз развития энергетики и мира // Экономический журнал ВШЭ. 2012. Т. 16. № 2. С. 172–204.
576. Дьяков А.Ф. Сохранение Единой электроэнергетической системы России в условиях приватизации. М.: МЭИ, 2002.
577. Эдер Л.В., Немов В.Ю. Прогнозирование потребления энергии легковым автомобильным транспортом // Проблемы прогнозирования. 2017. № 4. С. 83–93.
578. Толмачев П.И. Технологический аспект безопасности инфраструктуры мировой энергетики // Вестник технологической интеграции. 2012. № 3. С. 121–125.
579. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / Суслов К.В. и др. Иркутск: ИГТУ, 2014. 219 с.
580. Григорьев Л.М., Крюков В.А. Мировая энергетика на перекрестке дорог: какой путь выбрать России // Вопросы экономики. 2009. № 12. С. 22–37.
581. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Оптимальные тарифы на электроэнергию инструмент энергосбережения. М.: Энергоатомиздат, 1991.
582. Гальперова Е.В. Энергопотребление населения и сферы услуг России на фоне мировых тенденций // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3. С. 93–99.
583. Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2000. 558 с.

584. Волконский В.А., Кузовкин А.И. О регулировании цен на энергоресурсы // Проблемы прогнозирования. 2014. № 2. С. 18–32.
585. Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности в российских зданиях: прогноз до 2050 года // Вопросы экономики. 2016. № 3. С. 75–98.
586. Абалкин Л.И. Сущность, структура и актуальные проблемы совершенствования хозяйственного механизма // Экономические науки. 1978. № 8. С. 33–44.
587. Лукьянова А.А. Хозяйственный механизм на этапе социально-экономических преобразований в аграрном секторе: монография. Красноярск: Изд-во Краснояр. гос. аграр. ун-та, 2004. 142 с.
588. Стариков К.С. Сущностные характеристики хозяйственного механизма // Сборник научных трудов X Международной конференции НИУ «БелГУ» «Современные проблемы социально-экономических систем в условиях глобализации». 2017. Белгород: Изд. дом «Белгород», 2017. С. 324–326.
589. Морозов В.В. Теория и практика системно-структурного анализа и синтеза механизмов взаимодействия об организационно-технических системах. Дисс. д.т.н. Самара: Самарский гос. техн. ун-т, 2008.
590. Николаева Е.Е., Бабаев Б.Д. К вопросу о хозяйственном механизме как диалектическом взаимодействии стадий общественного воспроизводства: политико-экономический аспект // Материалы VII Международной конференции «Феномен рыночного хозяйства: от истоков до наших дней. Бизнес, инновации, информационные технологии, моделирование. Майкоп: ООО «Электронные издательские системы», 2019. С. 18–31.
591. Деньщиков К.К., Жук А.З. Гибридный накопитель электроэнергии мегаваттного диапазона // Материалы Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность» / под ред. Д.О. Дуникова, О.С. Попеля. М.: ОИВТРАН, 2016. С. 129–135. URL: <https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/221cqhgufo/direct/200597934>.
592. Попель О.С., Тарасенко А.Б. Сравнительный анализ длительного аккумуляирования энергии для источников резервного и аварийного питания, а также энергоустановок на возобновляемых источниках энергии // Теплоэнергетика. 2012. № 11. С. 61–68.
593. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика. 2012. № 5. С. 3–15.
594. U.S. Department of Energy. Smart Grid / Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid> (дата обращения: 18.10.2018).
595. Eissa M.M., Wasfy S.M., Sallam M.M. Load Management System Using Intelligent Monitoring and Control System for Commercial and Industrial Sectors // Intech Open. 2012. DOI: 10.5772/51850. URL: <https://www.intechopen.com/books/energy-efficiency-the-innovative-ways-for-smart-energy-the-future-towards-modern-utilities/load-management-system-using-intelligent-monitoring-and-control-system-for-commercial-and-industrial> (дата обращения: 18.10.2018).
596. Domestic Electrical Load Management Using Smart Grid. Rauf S. and others // Energy Procedia. 2016. Vol. 100. P. 253–260. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.174>.
597. Moshari A., Yousefi G.R., Ebrahimi A., Haghbin S. Demand-Side Behavior in the Smart Grid Environment. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe 1-7, 2010.

598. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетической системе: возможности и перспективы // Сайт НИУ ВШЭ. URL: <https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/xnto5eu7bd/direct/71899800> (дата обращения: 18.10.2018).
599. Воропай Н.И. Инновационные технологии и направления развития систем энергоснабжения мегаполисов / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Материалы VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи–2017». Самара: СамГТУ, 2017. С.49–52.
600. Теплоснабжение городов в контексте развития активных потребителей интеллектуальных энергетических систем / Аверьянов В.К. и др. // *Academica. Архитектура и строительство*. 2018. № 1. С. 78–87.
601. URL: <https://www.electricalcontrols.co.in/demand-controller.html#electric-demand-controller-goblin> (дата обращения: 18.10.2018).
602. Агеев А.И. Управление цифровым будущим // *Мир новой экономики*. 2018. № 3. С. 6–23. DOI: 10.26794/2220-6469-2018-12-3-6-23.
603. Мозоль В.И. Электрические сети городов напряжением от 6 до 10 кв: развитие методов и средств обеспечения надежности электроснабжения. Автореф. к.т.н. Новосибирск, Новосибирская государственная академия водного транспорта, 2006.
604. Анализ и прогноз аварийности распределительных сетей и электроприемников 6–10 кВ в горной отрасли / Медведева М.Л. и др. // *Надежность и безопасность энергетики*. 2017. Т. 10. № 2. С. 120–125.
605. Лесных В.В., Тимофеева Т.Б., Петров В.С. Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении // *Экономика региона*. 2017. Т. 13. Вып. 3. С. 847–858.
606. Сводные данные об аварийных отключениях в месяц по границам территориальных зон деятельности организации, вызванных авариями или внеплановыми отключениями объектов электросетевого хозяйства и объем недопоставленной в результате аварийных отключений электрической энергии в сетях ПАО «Ленэнерго» по Ленинградской области за 1 квартал 2019 г. URL: <http://lenenergo.ru/standart/4006.html> (дата обращения: 18.05.2019).
607. Черкасова Н.И. Основы управления техногенными рисками и эффективностью функционирования систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Дисс. д.т.н. Барнаул: АГТУ им. И.И. Ползунова, 2017.
608. As states push toward 100% clean energy, hurdles loom // *S&P Global Platts*. 2019. URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/040519-as-states-push-toward-100-clean-energy-hurdles-loom> (дата обращения: 28.04.2019).
609. Холл А.Д., Фейджин Р.Е. Определение понятия системы // *Исследования по общей теории систем: сборник переводов с польского и английского*. М.: Прогресс, 1969. С. 252–286.
610. Лавровский И.К. Демократия и рынок. М.: Контакто, 2010. 210 с.
611. Макаров В.Л. Экономика знаний: уроки для России // *Вестник РАН*. 2003. Т. 73. № 5. С. 450–466.
612. Некрасов С.А. Экономическое развитие сквозь призму патентной активности // *Проблемы прогнозирования*. 2019. № 2.
613. Fung M.K., Chow W.W. Identification of Technological Structures Using Patent Statistics // *Economics of Innovation and New Technology*. 2014. № 12 (4). P. 293–313.

614. Савицкая Г. В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: 4-е изд., перераб. И доп. Минск: ООО «Новое знание», 1999. 688 с.
615. Кравцов А.А. Развитие исследований инновационных процессов на основе патентной статистики // Журнал НЭА. 2017. №3 (35). С. 144–167.
616. Макаров В.Л., Клейнер Г.Б. Микроэкономика знаний. М.: Экономика, 2017. 300 с.
617. Некрасов С.А., Грачёв И.Д. Опора на национальную инновационную систему как необходимое условие реализации национальных проектов // Вестник РАН. 2020. Т. 90. № 8. С. 714–725.
618. Фуфаев В.В. Экономические ценозы организаций. Центр системных исследований М.; Абакан, 2006. 86 с.
619. Чубайс А.Б. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // Вопросы экономики. 2018. № 8. С. 39–56.
620. Гибадуллин А.А., Пуляева В.Д. Оценка устойчивости развития в социальной сфере электроэнергетики России // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2017. № 10. С. 76–88.
621. Накоряков В.Е. Энергетический кризис // Наука в Сибири. 2005. № 37 (2523). 23 сент.
622. Кутовой Г.П. 80 лет: формула успеха // Региональная энергетика и энергосбережение. 2017. № 5–6.
623. Бушуев В.В. Энергетический потенциал и устойчивое развитие. М.: ИАЦ «Энергия», 2006. С. 320.
624. Велихов Е.П. Энергетика в экономике мира XXI века // Труды Московского физико-технического института. 2011. Т. 3. № 4. С. 61–15.
625. Ляпунов А.А. В чем состоит системный подход к изучению реальных объектов сложной природы? // Системные исследования: ежегодник / под ред. И.Г. Блаубер. М.: Наука, 1972. С. 5–18.
626. Лившиц В.Н. Системный анализ рыночного реформирования нестационарной экономики России, 1992–2013. М.: Ленанд, 2013.
627. Зотов В.В., Пресняков В.Ф., Розенталь В.О. Институциональные проблемы реализации системных функций экономики // Экономическая наука современной России. 2001. № 3. С. 51–69.
628. Богданов А.А. Тектология (Всеобщая организационная наука). В 2 кн. / отв. ред. Л.И. Абалкин и др. М.: Экономика, 1989. 304 + 352 с.
629. Bertalanffy L. General system theory: Foundations, development, applications. Revised ed. N.Y.: George Braziller, 1976.; Берталанфи Л. фон. Общая теория систем – критический обзор // Исследования по общей теории систем: сборник переводов / общ. ред. и вст. ст. В.Н. Садовского и Э.Г. Юдина. М.: Прогресс, 1969. С. 23–82.
630. Локтионов М.В. А.А. Богданов как основоположник общей теории систем // Философия науки и техники. 2016. Т. 21. № 2. С. 80–96.
631. Врангель Н. Воспоминание от крепостного права до большевиков. М.: Новое литературное обозрение, 2003. 122 с.
632. Тахтаджян А.Л. Тектология: история и проблемы // Системные исследования: ежегодник / под ред. И.Г. Блаубер. М.: Наука, 1972. С. 200–277.
633. Тахтаджян А.Л. Слово о тектологии // Богданов А.А. Тектология (Всеобщая организационная наука). В 2 кн. / отв. ред. Л.И. Абалкин и др. М.: Экономика, 1989. 304 + 352 с.

634. Клейнер Г.Б Системная экономика и системно-ориентированное моделирование // Экономика и математические методы. 2013. Т. 49. № 4. С. 71–93.
635. Гвоздецкий В.Л. Становление и развитие энергетики Москвы (80-е годы XIX в. – 1917 г.) // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 4 (43). С. 136–142.
636. Клисторин В.И. Россия в 1913 г. // ЭКО. 2013. № 12. С. 5–21.
637. Гвоздецкий В.Л. Наука и жизнь, План ГОЭЛРО. Мифы и реальность // Наука и жизнь. 2001. № 5.
638. Четыркин В.М. Проблемные вопросы экономического районирования. Ташкент: Фан, 1967. 123 с.
639. Некрасов Н.Н. Научные проблемы Генеральной схемы размещения производительных сил СССР: тезисы доклада на Общем собрании Отд-ия экономики АН СССР. М.: [б.и.], 1966. 7 с.; Экономика СССР – взаимосвязанный народнохозяйственный комплекс. М.: Знание, 1973. 64 с.
640. Пробст А.Е. Основные проблемы географического размещения топливного хозяйства СССР / Акад. наук СССР. Энергет. ин-т им. Г.М. Кржижановского. М.; Л.: Изд-во Акад. наук СССР, 1939. 404 с.
641. Немчинов В.С. Теоретические вопросы рационального размещения производительных сил // Вопросы экономики. 1961. № 6.
642. Немчинов В.С. Статистические и экономические вопросы построения баланса народного хозяйства // Учёные записки по статистике. Изд-во АН СССР. 1957. Т. 3.
643. Оптимизация территориальных пропорций народного хозяйства. М.: Экономика. 1973. 248 с.
644. Аганбегян А.Г., Гранберг А.Г. Экономико-математический анализ межотраслевого баланса СССР. М.: Мысль, 1968. 357 с.
645. Гранберг А.Г., Аганбегян А.Г., Багриновский К.А. Система моделей народнохозяйственного планирования. М., 1972. 351 с.
646. Лихолат А.В., Кульчицкий С.В. Подвиг днепростроевцев // Вопросы истории. 1973. № 6. С. 116–131.
647. Бородин Д.Н. Исследование структуры неустойчивых движений электроэнергетических систем. Дисс. к.т.н. Новосибирск, НГТУ, 2016. 175 с.
648. 100 лет централизованному теплоснабжению в России. М.: Новости теплоснабжения. 2003.
649. Доброхотов В.И., Зейгарник Ю.А. Теплофикация: проблемы и возможности реализации в современных условиях // Теплоэнергетика. 2007. № 1. С. 9–10.
650. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Социально-экономические основы и направления развития теплофикации // Теплоэнергетика. 2005. № 2. С. 9–17.
651. Карпович А.И. Моделирование экономической устойчивости систем энергетики. Новосибирск: НГТУ, 2006. 258 с.
652. Егоров М.Б. Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // ЭнергоРынок. 2011. № 12. С. 17–18.
653. Weaver John. New record low solar power price? 2.175¢/kWh in Idaho // PV Magazine. 2019. URL: <https://pv-magazine-usa.com/2019/03/27/idaho-seeks-record-low-solar-power-price-2-175%2A2-kwh/> (дата обращения: 28.04.2020).
654. The Coal Cost Crossover: Economic Viability of Existing Coal Compared to New Local Wind and Solar Resources. Gimon E. and others. 2019. URL: <https://energyinnovation.org/wp->

content/uploads/2019/03/Coal-Cost-Crossover_Energy-Innovation_VCE_FINAL.pdf (дата обращения: 28.04.2020).

655. Порфирьев Б.Н. Экономический кризис: проблемы управления и задачи инновационного развития // Проблемы прогнозирования. 2010. № 5. С. 20–26.
656. Жук А.З., Бузоверов Е.А., Шейндлин А.Е. Распределенные системы накопления электроэнергии на основе парков электромобилей // Теплоэнергетика. 2015. № 1. С. 3–8.
657. Бир С. Мозг фирмы: пер. с англ. М., 2009. С. 243.
658. О состоянии техники и предварительные соображения о направлении ее развития на 1960–1975 гг. в электроэнергетике СССР. М.: ГНТК.1960. 117 с.
659. Кудрин Б.И. Применение понятий биологии для описания и прогнозирования больших систем, формирующихся технологически // Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 3. Томск: Изд-во Томск. гос. ун-та, 1976. С. 37–44.
660. Назарбаев Н.А. Глобальная энергоэкологическая стратегия устойчивого развития в XXI веке. М.: Экономика, 2011. 368 с.
661. Кондратьев В. Решоринг как форма реиндустриализации // Мировая экономика и международные отношения. 2017. Т. 61. № 9. С. 54–65.
662. Губанов С.С. Неоиндустриальная парадигма развития: основы и значение / Новая индустриализация России: стратегические приоритеты страны и возможности Урала. Екатеринбург: Уральский государственный экономический университет. 2018. С. 27–61.
663. The Boston Consulting Group. Made in America Again, Why Manufacturing Will Return to the USA. 2011. URL: <https://www.bcg.com/documents/file84471.pdf> (дата обращения 19.12.2019).
664. Эволюция энергетики в XXI веке. Велихов Е.П. и др. // Энергия: экономика, техника, экология. 2009. № 11. С. 2–13.
665. Adolfo Maza, José Villaverde The world per capita electricity consumption distribution: Signs of convergence? // Energy Policy. 2008. Vol. 36. № 11. P. 4255–4261. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.036>
666. World Energy Outlook (WEO-2018). URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (дата обращения 29.06.2020).
667. Интервью заместителя Министра энергетики России Юрия Маневича, 20.08.2019. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/15582> (дата обращения: 18.06.2020).
668. Ленин В.И. Полное собрание сочинений: 5-е изд. М.: Изд-во политической литературы, 1970. Т. 42. С. 159.
669. The Energy Company Obligation (ECO). URL: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/eco> (дата обращения 25.07.20).
670. Интервью с Председателем правления НП «Совет рынка» М. Быстровым, 23.06.2020. URL: <https://www.energovector.com/portrait-energetiki-stali-zalojnikami-sobstvennoy-effektivnosti.html> (дата обращения 25.07.20).
671. Интервью с Начальником управления координации энергосбытовой деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» А. Буяновым-Уздальским // Энерговектор. 2020. № 1. URL: <http://www.energovector.com/files/ev01-2020.pdf> (дата обращения 25.07.20).
672. Садовский В.Н. Основания общей теории систем. М., 1974. 276 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.

Доступность тарифов и степень ее влияния на региональное развитие и миграцию населения

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

Тарифообразование в теплоснабжении до 01.01.2011 регулировалось Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», а с указанной даты – Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», определяющим тарифы в сфере теплоснабжения – как систему ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя.

Закон вводит право выбора из четырех методов регулирования тарифов: метод экономически обоснованных расходов (затрат); метод индексации установленных тарифов; метод обеспечения доходности инвестированного капитала; метод сравнения аналогов.

Практически на всей территории Российской Федерации (за небольшим исключением) на тепловую энергию применяются одноставочные тарифы. Основным методом ценообразования является метод экономически обоснованных расходов («издержки плюс»), предполагающий формирование необходимой валовой выручки (с заданной прибылью) под обеспечение планируемого объема производства и передачи энергии. Как следует из приведенного 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 счете определяет цену единицы энергии, поставляемой потребителю (тариф) [64].

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 платежеспособность 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, потребленные ор-

ганизациями бюджетной сферы и населением, на иные группы потребителей путем введения механизма перекрестного 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 т.п. Все эти неосуществленные затраты представляли собой потенциал отложенной инфляции, который реализовался по мере выполнения комплексных программ по модернизации коммунальной инженерной инфраструктуры муниципальных образований. Недоучет 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 счет повышения тарифов для потребителей [65].

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. Проведя совместный анализ распределения величин тарифов на ЖКУ и состояния коммунального хозяйства, можно определить динамику развития систем жизнеобеспечения муниципальных образований и спрогнозировать направления развития населенных пунктов в различных регионах Российской Федерации. Величины тарифов, с одной стороны, являются концентрированным отражением состояния системы ЖКХ и прямо пропорциональны существующим величинам издержек, с другой – 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. Можно предположить, что выявленные далее проблемы имеют не менее острый характер в более северных территориях с большей потребностью в обеспечении теплом.

Построим (рис. П1.1) на основе данных [67] распределение стоимости тепловой энергии для двух групп предприятий: теплосети (обозначены ромбами) и ведомственные энергоснабжающие организации (ЭСО, обозначены черточками) [445]. Выберем логарифмические координаты: объем предоставляемой услуги; величина тарифа.

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

Характер распределения величин тарифов не зависит от технологического процесса и наблюдается в аналогичном распределении стоимости водоснабжения и водоотведения (рис. П1.2 и П1.3), что указывает на необходимость комплексного рассмотрения систем жизнеобеспечения потребителей.

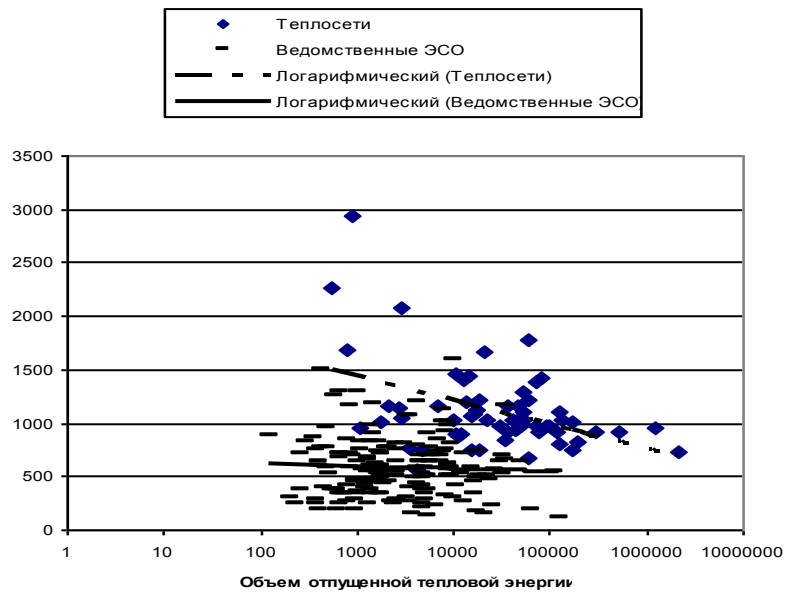


Рис. П1.1. Тарифы на теплоснабжение энергоснабжающих на примере Краснодарского края в логарифмическом масштабе (величина тарифа (р./Гкал); объем отпущенной тепловой энергии (Гкал/год))

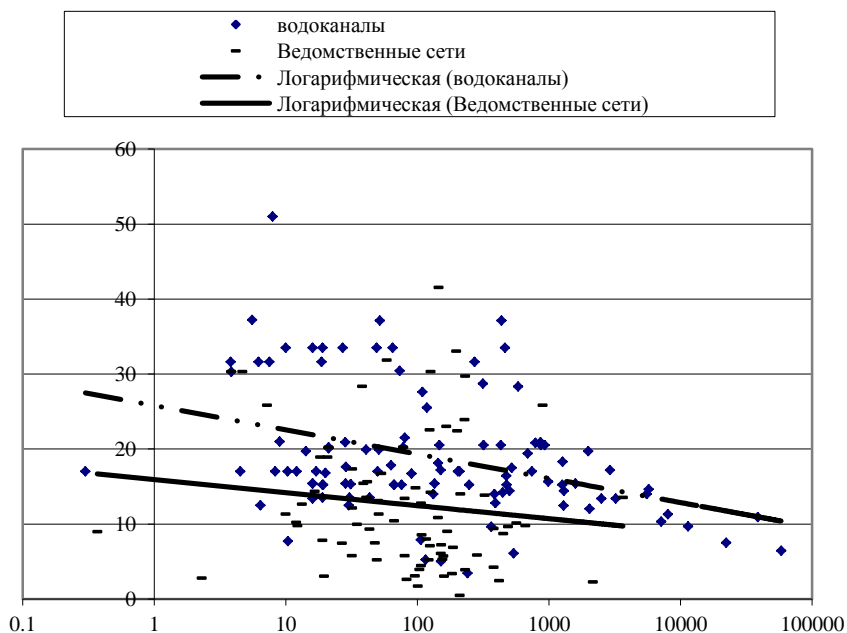


Рис. П1.2. Тарифы водоотведения водоканалов и ведомственных сетей на примере Краснодарского края (величина тарифа (руб/м³); объем водоотведения (тыс м³/год))

Следует заметить, что в некоторых муниципальных образованиях проводится совместная эксплуатация и развитие систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения. Например, МУП «Инженерные сети г. Долгопрудный» Московской обл. позволяют 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 насе-

ленного 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, ряд МУ МПЖКХ в поселках городского типа, станицах, сельских поселениях, в которых теплосети и водоканалы не выделились в самостоятельные хозяйствующие субъекты и т.д.

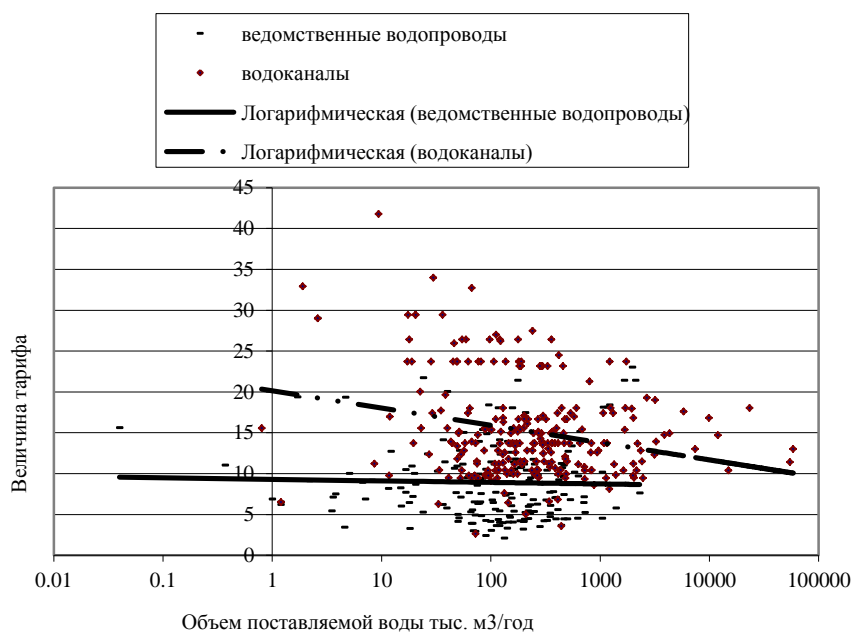


Рис. П1.3. Тарифы водоснабжения водоканалов и ведомственных сетей на примере Краснодарского края (величина тарифа (р./м³); объем водоснабжения (тыс. м³/год))

Для определения закономерностей в установившихся величинах тарифов на ЖКУ применим методологию рангового ценологического анализа [68, 69]. 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 $A(x) = A_1/x^\beta$, где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(1) = A_1$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта (например, объем отпуска тепла ОАО «Краснодартеплоэнерго» в тыс. Гкал/год).

Числовые параметры, определяющие H -распределения для РСО Краснодарского края представлены в табл. П1.1. 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. Это связано с тем, что расчет величин тарифов в коммунальных предприятиях происходит по затратной схеме «затраты +», в то время как в ведомственных организациях предоставление

ЖКУ не является основной деятельностью и определение тарифов в значительной степени определяют административно-командные отношения, а также отсутствие у собственника стимулов повышать свои издержки.

Обращает на себя внимание диапазон изменения тарифов (рис. П1.1–П1.3): 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 значительно различаться, что указывает на возможность обосновать и защитить в органах, занимающихся регулированием тарифов, величины затрат отличающиеся более чем на порядок. При этом средний тариф на тепловую энергию, произведенную в комбинированном режиме, составил 355,15 р./Гкал, что значительно ниже среднекраевого тарифа (840 р./Гкал).

Проиллюстрируем *H*-распределение РСО по объему предоставляемых услуг. Параметры распределений представлены в табл. П1.1. На рис. П1.4–П1.6 кроме параметрического ряда объема предоставленной услуги нанесен второй ряд, пропорциональный величине тарифа в соответствующем водоканале или теплосети. Линия тренда показывает общую закономерность изменения тарифа на ЖКУ с уменьшением объема предоставляемой услуги и соответственно населенного пункта. Возрастающий тренд стоимости услуги для малых ресурсоснабжающих организаций является общей закономерностью и не зависит от профиля деятельности предприятия.

Таблица П1.1

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

Тип организации и вид ЖКУ	По величине тарифа		По объему 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



Рис. П1.4. Взаимосвязь тарифа на теплоснабжение и объема отпуска тепла теплосетью

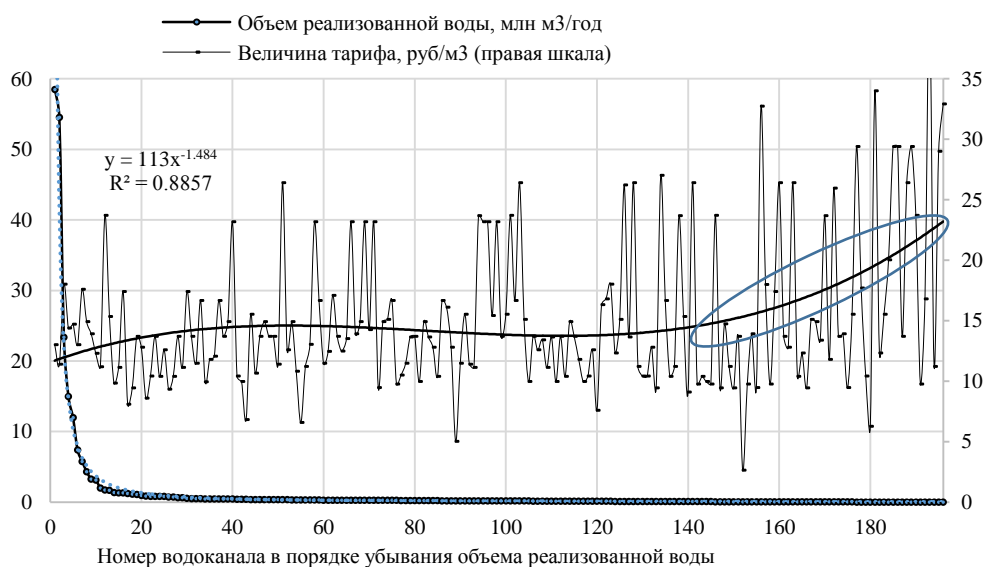


Рис. П1.5. Взаимосвязь тарифа на услуги водоснабжения и объема отпуска воды водоканалом

Для подтверждения найденных зависимостей в системе тарифообразования ЖКХ, выявления причин и прогнозу 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.

Услугами централизованного теплоснабжения в крупных и средних городах Кировской области пользуется не более 70–80% населения, в поселках городского типа – менее 40%, а 80% населения сельских поселений пользуется печным отоплением. Основными факторами, характеризующими ресурсную эффективность теплоснабжающих организаций, являются удельный расход топлива, удельная протяженность и повреждаемость сетей теплоснабжения. Указанные параметры входят в структуру себестоимости, на основании кото-

рой определяется экономически обоснованный тариф. С уменьшением размера населенного пункта растет удельный расход топлива и электроэнергии, процент потерь и утечек, а также численность работающих на тыс. жителей (табл. П1.2). В итоге создаются условия для экономического обоснования высоких тарифов для населения проживающего в мелких поселениях с более низкой платежеспособностью.

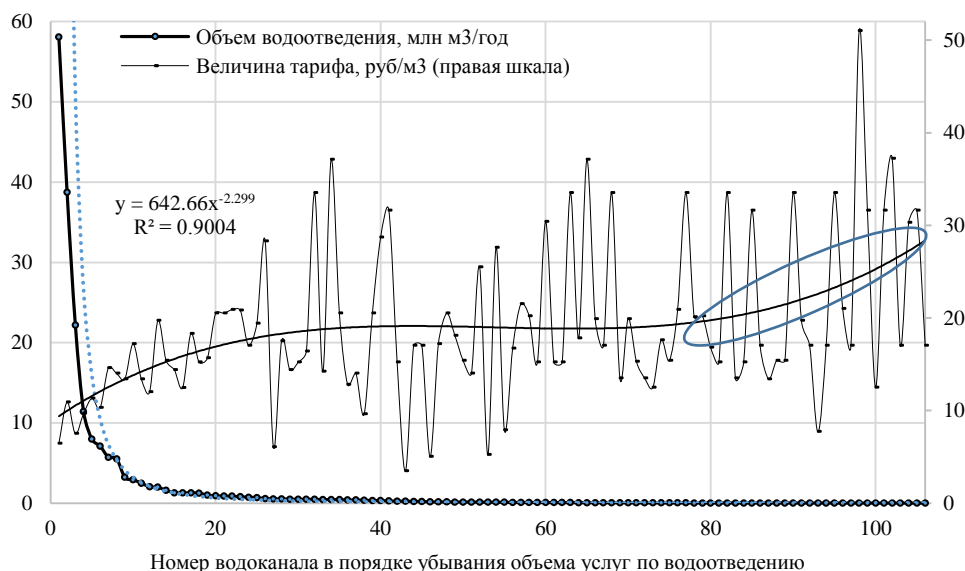


Рис. П1.6. Взаимосвязь тарифа на услуги водоотведения и объема водоотведения водоканалом

Таблица П1.2

Ресурсная эффективность на предприятиях теплоснабжения Кировской области

Показатель	Города		ПГТ	Посёлки и сельские поселения		Нормативиндикатор
	крупные	малые		развивающиеся	стагнирующие	
Удельный расход топлива, кг у.т/Гкал	169	182	195	205	212	155–160
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/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 поселков городского типа (ПГТ) и сельских районов удельный расход электроэнергии на производство и транспортировку тепловой энергии превышает на 20–30% 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% мощности) используются котельные в городах. В Кирове использование имеющихся мощностей составляет 97%. В сельских поселениях муниципальных районов мощности источников теплоснабжения за-

действованы чуть более 20–25%. Причина столь существенной дифференциации заключается в том, что в сельской местности и, частично, в райцентрах котельные проектировались и строились с учетом не только обеспечения населения теплом, но и для теплоснабжения предприятий. Сегодня 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 населенному 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. П1.7 показано распределение городов Кировской области по величине потерь в теплосетях и материальной характеристике (произведения длины на диаметр теплотрассы), потери в теплосетях и сама протяженность теплосетей значительно выше в районах с низкой плотностью населения. Системы теплоснабжения крупных городов находятся в зоне высокой эффективности.

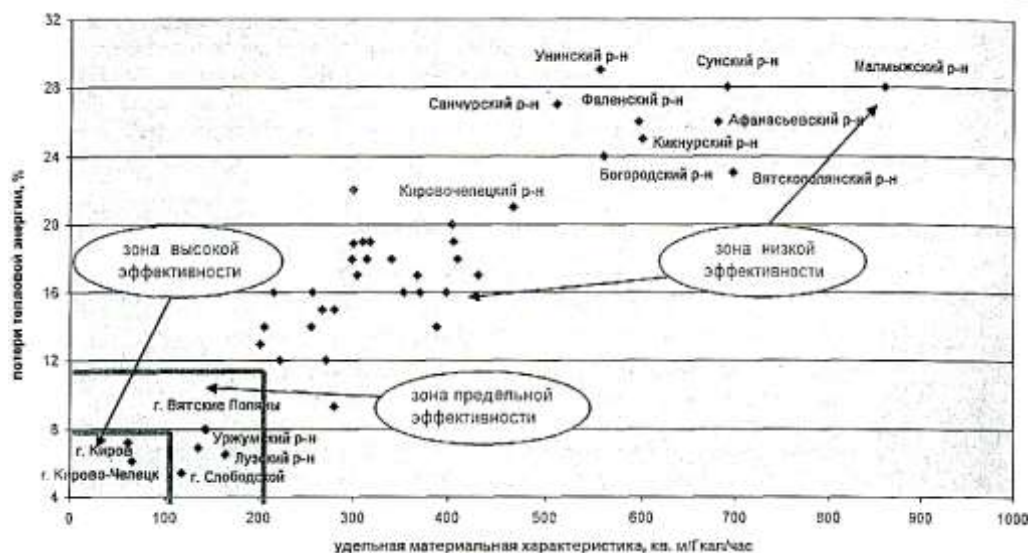


Рис. П1.7. Распределение районов Кировской области по величине теплопотерь и материальной характеристике теплотрассы

Характер структурных проблем, характеризующих систему теплоснабжения характерен и для системы водоснабжения. Данные табл. П1.3 указывают на закономерность роста удельного расхода электроэнергии, % потерь и утечек, численности работающих в водоканальном хозяйстве (ВКХ) на 1 тыс. человек с уменьшением размера обслуживаемого населенного пункта. В структуре затрат ВКХ со снижением численности населенного пункта снижается доля ремонтного фонда, растут затраты на оплату труда, снижается доля средств на инвестиции, как правило отсутствует прибыль. Эта закономерность ведет к более быстрому износу основных средств ПГТ и сельских поселений, обоснованию необходимых затрат на их содержание, что в конечном счете входит в экономически обоснованный тариф для потребителя.

Ресурсная эффективность на предприятиях ВКХ области

Показатель	Города		ПТ и сельские поселения	Норматив-индикатор
	крупные	малые		
Водоснабжение				
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/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, кВт·ч/м ³	0,8	1,1–2,8	до 1,2	0,3–0,4

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, объем услуг водоотведения, предоставляемый МУП «ЖКХ» Крыловского сельского поселения Краснодарского края, был запланирован на 2008 г. в размере 7,94 т. м³. при величине тарифа 39 р./м³, что выше среденкраевого тарифа более чем в 3,5 раза. Фактически использование производственной мощности канализационно-насосной станции осуществляется на 4%.

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

При учете платежеспособности населения (доход на душу населения в г. Кирове в 2006 г. составлял 7700, а в Кирово-Чепецком районе – 5100 р./человека в месяц) получим, что отношение платежеспособности населения к величине тарифа близко к 40 кратной величине. Следует заметить, что для анализа доступны только среднерайонные данные платежеспособности. Если принять во внимание, что в пределах Кирово-Чепецкого района доходы между райцентром с развитой химической промышленностью и поселками, где уровень дохода ниже среднерайонного значительно различаются, то величина различия увеличится.

В качестве примера темпов прироста стоимости услуг теплоснабжения можно привести данные по Свердловской области [427]: рост тарифа на передачи тепловой энергии с 01.01.2013 по 30.06.2013 по период с 01.07.2013 по 31.12.2013, в обществе с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс», п. Верхнее Дуброво составил 46,7% (с 343 до 490 руб/Гкал), а в обществе с ограниченной ответственностью «Энергоуправление», г. Асбест 39,1% (с 273 до 380 руб/Гкал).

Дифференциация доходов населения Российской Федерации превысила разумные пределы – по оценкам Института социально-экономических проблем народонаселения (ИНСЭПН) РАН разрыв в доходах 10% высоко и 10% малообеспеченных увеличился до 17 раз и продолжает увеличиваться, причем при принятой государственной экономиче-

ской политике не видно оснований для смены указанной негативной тенденции. Это отношение находится для большинства европейских развитых стран в пределах 6,0–7,0 и, во всяком случае, не превышает 10,5 в США. По распространенному мнению социологов разных стран, как только отношение указанных децильных параметров превышает 12,0, возникают новые типы рисков дестабилизации общества, и обстановка становится социально опасной [211].

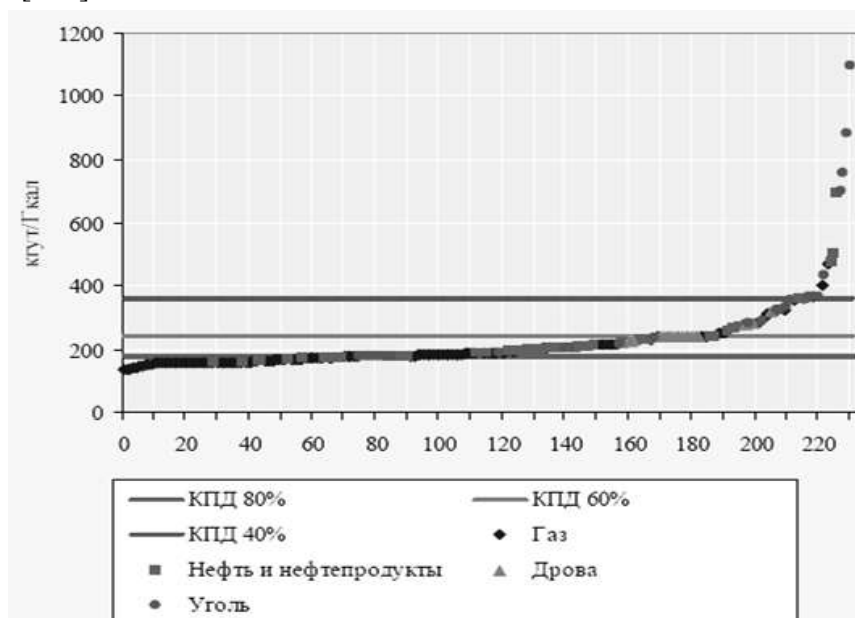


Рис. П1.8. Распределение выборки из 230 котельных ХМАО по уровню удельных расходов топлива на производство тепла

Перечисленные проблемы характерны для всей территории Российской Федерации. Как показал анализ систем теплоснабжения, выполненный ЦЭНЭФ по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югра, 64% муниципальных котельных имеют КПД ниже 80%, 27% котельных имеют КПД ниже 60%, а 13% котельных имеют КПД ниже 40% (Рисунок 8). 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, распределение удельного расхода электроэнергии на производство и транспорт тепла для различных котельных и т.п. 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 т.п. в небольших населенных пунктах. В качестве иллюстрации построим распределение наиболее крупных 17 теплоснабжающих организаций (ТСО) Краснодарского края [67] и соответствующих им величин тарифов на тепловую энергию (рис. П1.9). Выбор столь небольшого количества объектов позволил отбросить ТСО с основным видом топлива уголь, мазут и печное топливо и рассматривать только газовые котельные.

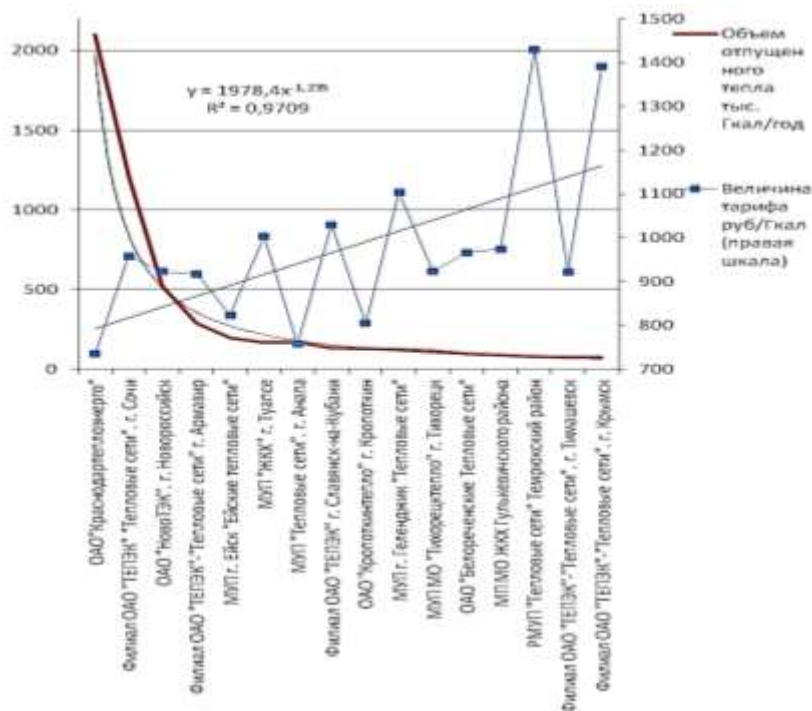


Рис. 11.9. Зависимость величины тарифа на услуги теплоснабжения от объема отпущенной тепловой энергии теплосетями Краснодарского края

Несмотря на одинаковое значение топливной составляющей, отношение максимальной и минимальной величины тарифа на тепловую энергию достигало двукратной величины (735 и 1429 р./Гкал). На рис. 11.9 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, ведет к росту рисков обеспечения устойчивого социально-экономического развития регионов [312] и без изменения подходов государства в рамках энергетической политики не могут быть изменены процессы влияния системы ресурсоснабжения на социально-экономические процессы.

В системах централизованного теплоснабжения, где отпуск тепла происходит от ТЭЦ и вырабатывается совместно с электроэнергией, тарифы на тепло значительно ниже по сравнению с теплом, произведенным в котельных. Так как доля расходов домохозяйств на электроэнергию значительно ниже по сравнению с теплом [63], то технологические решения, обеспечивающие снижение стоимости тепла, должны быть приоритетными при принятии стратегических решений о развитии энергетики Российской Федерации.

При сегодняшней практике определения тарифа на определенную услугу ключевым понятием является декларирование доступности услуги для потребителя. Снижение численности населения в поселках городского типа и сельской местности вызывает уменьшение эффективности использования мощностей теплосетей, ВКХ, приводя к повышенному удельному расходу топлива, более высокому проценту потерь и утечек, увеличенной удельной численности работающих в ЖКХ. Расчет величины тарифа из размера затрат определяет его максимальные значения в коммунальных предприятиях с более вы-

сокими издержками. Соответственно потребителям в малых городах услуги предоставляются по более высокой цене. При этом платежеспособность 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 объем потребляемой услуги разделим ЖКУ на три группы:

1. Услуги, объем потребления которых, потребитель не может изменить (нормативный вывоз твердых бытовых отходов (ТБО), отопление в пределах одной квартиры при вертикальной внутридомовой системе теплоснабжения).

2. Услуги, объем потребления потребитель может регулировать, но оплачивает определенную норму вне зависимости от объема потребления (потребление горячей и холодной воды, газа без приборов учета, пользование лифтом).

3. Услуги, оплата которых происходит согласно приборов учета (электроэнергия, водо- и газоснабжение со счетчиками, потребление тепла потребителями, которые имеют техническую возможность и установили приборы учета расхода тепловой энергии).

Первые две группы услуг потребитель оплачивает из нормативов и уровня тарифа. Для изменения величины платежа возможно установление приборов учета 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 объема потребления. Изменения технологии предоставления услуги не происходит, сумма постоянных издержек остается фиксированной, изменяется только объем оплаченной в рамках тарифа текущего периода услуги. Так как количество потребителей не изменилось (система замкнута) на следующий период регулирования коммунальное предприятие произведет перерасчет 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 поселках, связанных в систему Щелковских очистных сооружений Московской области), территория, объединенная сетевой компанией (электроэнергия).

При этом существует закономерность – чем меньшая по масштабам замкнутая система рассматривается, тем большее влияние на ее последующую динамику оказывает снижение оплачиваемого расхода потребленной услуги, возникшее в результате либо перехода потребителей на оплату на основании показаний приборов учета, 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 имеющемся рынке труда малого города или сельского поселения [75]. В первой главе был приведен пример агропредприятия, которое помимо установки приборов учета провело комплекс мероприятий по энергосбережению, в результате которых снизило потребление в абсолютных величинах на 30%, но итоговая сумма платежа по истечении нескольких лет увеличилась на 300%.

Единственный способ уменьшения суммы оплаты – это изменение организации производства систем жизнеобеспечения на основе новых технологических решений с целью снижения издержек. Для централизованного теплоснабжения таким решением является переход к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии с учетом преимуществ малых когенерационных установок и созданием возможности их работы по графику электрических, а не тепловых нагрузок, для водоснабжения – участие водоканалов в регулировании графика нагрузки энергосистемы и т.п.

Таким образом, 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 из малых городов в мегаполисы. Повторим еще раз: в результате наблюдается снижение коэффициента загрузки оборудования, увеличение удельных характеристик, увеличение процента населения, занятого в системе ЖКХ малых населенных пунктов, далее это ведет к обоснованию роста экономически обоснованного тарифа. Доступность услуг ЖКХ снижается, размер их оплаты растет в абсолютном выражении, население уезжает дальше и т.д.

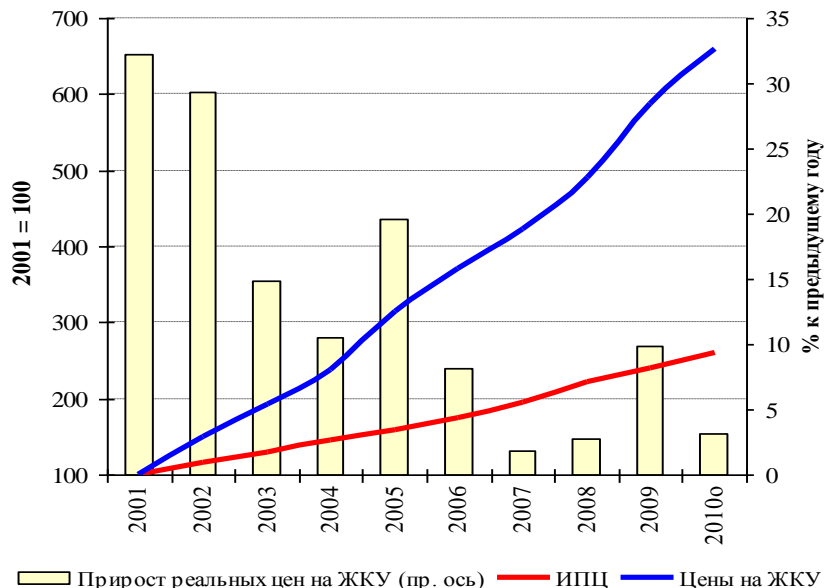


Рис. П1.10. Динамика номинальных и реальных тарифов на ЖКУ в России и индекс потребительских цен, 2001–2010 гг.

На рис. П1.11 и в табл. П1.5 показан более быстрый рост стоимости электроэнергии в сравнении с потребительскими ценами. Однако согласно Аналитическому докладу, выполненному Институтом энергетики и финансов, Газпромбанком, Фондом содействия реформированию ЖКХ, рост тарифов на ЖКУ значительно опережает не только рост по-

ребительских цен (рис. П1.10 и П1.11 и табл. П1.4), но и увеличение стоимости электроэнергии. Стоимость отопления, водоснабжения и водоотведения выросла больше, чем цена на электроэнергию [64].

Таблица П1.4

**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

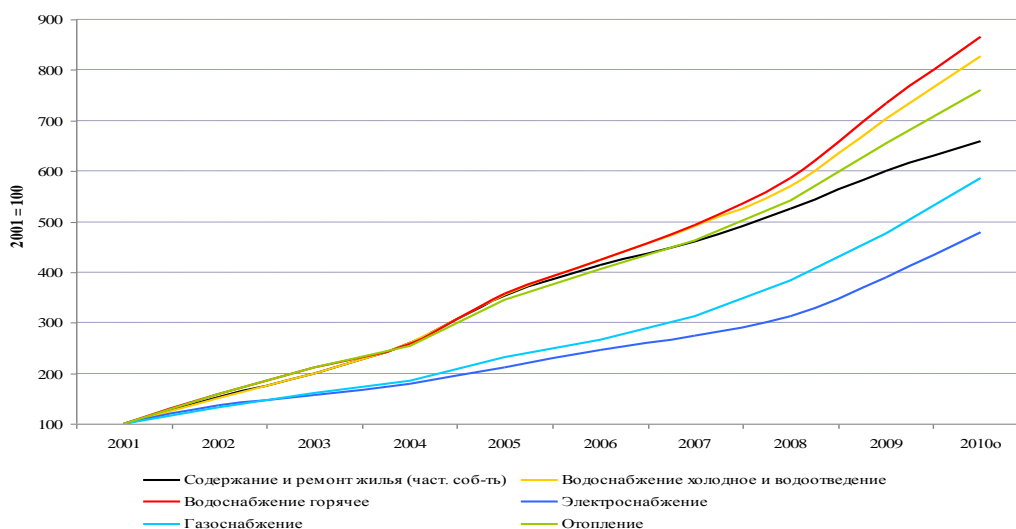


Рис. П1.11. Динамика тарифов на отдельные жилищные и коммунальные услуги в РФ, 2001–2010 гг., 2001 г. = 100

Доля расходов на оплату ЖКУ в потребительской корзине населения имеет кратные различия на уровне регионов. На рис. П1.12 представлено распределение регионов по отношению оплаты жилищно-коммунальных услуг к суммарным потребительским расходам населения за II кв. 2010 г. В регионах юга России данный параметр в среднем ниже, чем в областях с более суровым климатом. Расположение Краснодарского края в правой части рис. П1.12 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. П1.12 и П1.13, на котором представлены данные Госкомстата по динамике численности населения 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 быстрой убылью населения находятся в левой части рис. П1.12, 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.

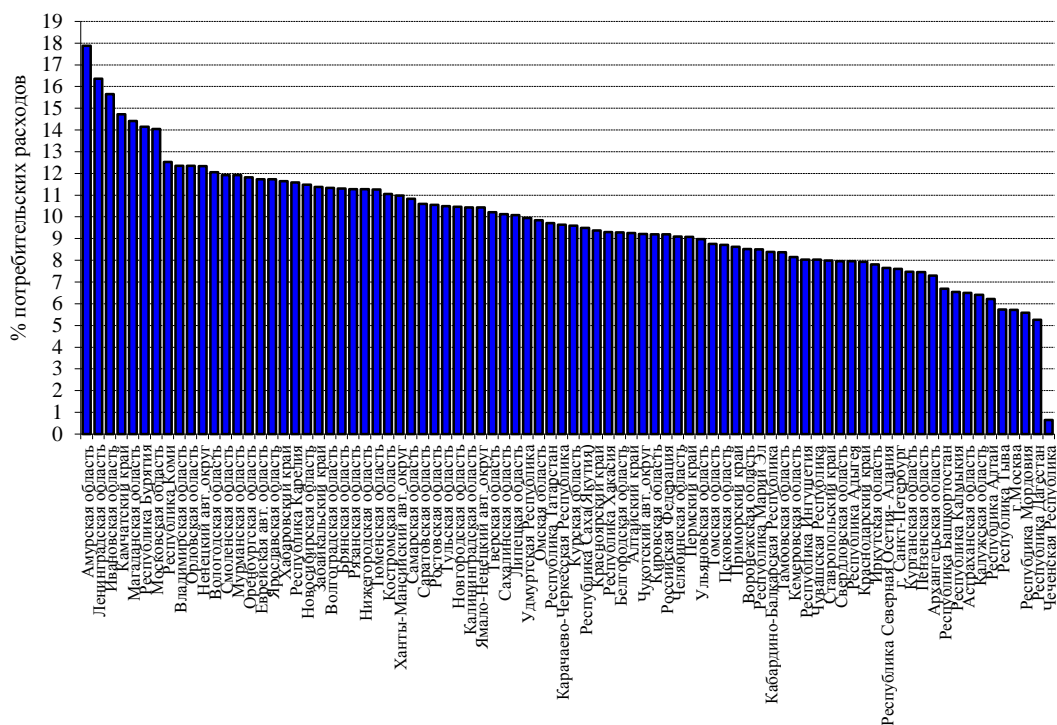


Рис. П1.12. Распределение регионов по отношению оплаты жилищно-коммунальных услуг к суммарным потребительским расходам населения, II кв. 2010 г.

На основе сопоставления реального уровня потребительских расходов населения Российской Федерации и той роли, которую играют в нём траты на оплату ЖКУ в [64] показано, что Россия находится, по крайней мере, на средневропейском уровне по доле услуг ЖКУ в расходах, а возможно, уже попала в число европейских лидеров по этому показателю (рис. П1.13). При этом России удалось опередить европейские страны с наиболее холодным климатом – Швецию, Финляндию, Великобританию и даже Норвегию. По состоянию на 2010 г. 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.

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 гг., к 2015 г. ожидается практически удвоение стоимости тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения [2].

Сделаем прогноз влияния отмеченных закономерностей в установлении стоимости ЖКУ на внутрирегиональное развитие. В поселках городского типа и сельской местности плотность населения заведомо ниже, как следствие удельный расход топлива, процент потерь и утечек, численность работающих и протяженность сетей на тысячу жителей повышена. Расчет 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. Платежеспособность населения в малых городах ниже, чем в промышленных центрах.

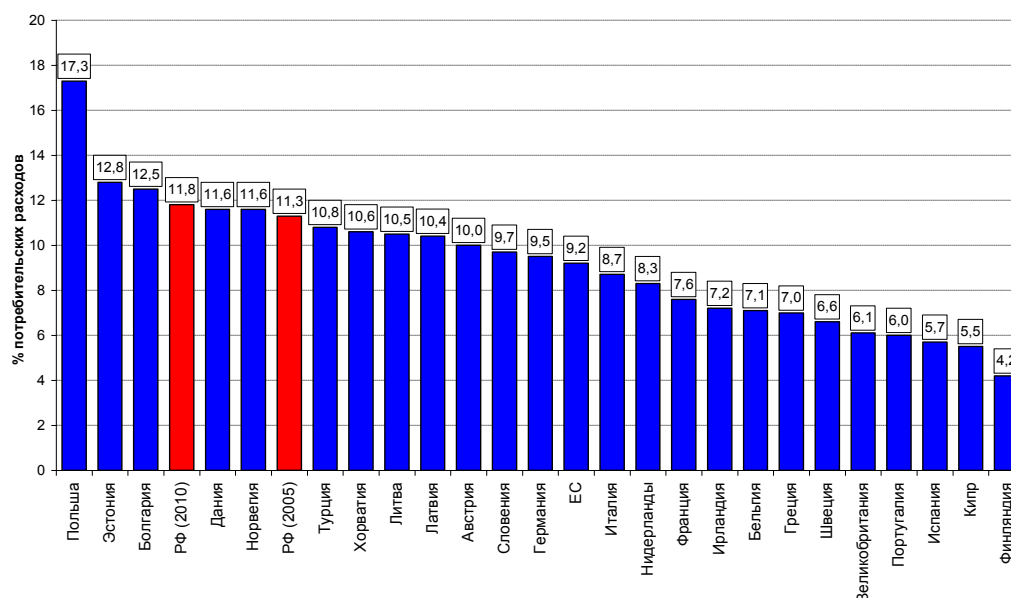


Рис. П1.13. Доля расходов на ЖКУ в странах ЕС и России в 2005 г., % расходов

Согласно существующему Постановлению Правительства РФ № 109 от 26.02.2004 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» [131], в случае если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12% 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 утвержденные 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. В итоге имеющиеся диспропорции в дальнейшем будут только прогрессировать.

Таким образом, 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 средне-областных 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 на тысячу жителей и т.д.) увеличиваются, что ведет 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 снижаются, 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 населенных 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 обезлюдение 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 отметил: «У нас проблема с расселением. Мы потеряли около 20 тысяч населенных пунктов за последние 15 лет. У нас идет чрезмерная урбанизация. И малонаселенными являются те территории, где находятся наиболее привлекательные природные ресурсы. И здесь наблюдается сценарий гиперурбанизации, когда Москва превратится с близлежащими территориями в то, что сможет впитать миллионов сорок, миллионов пятнадцать – Петербург и еще 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 устранялось от активной политики расселения, и сейчас пускать это на самотек было бы крайне опророчиво» [76].

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 [77]. В 2000–2006 гг. число городов с населением менее 100 тыс. человек уменьшилось, общая численность проживающих в них сократилась на 1981,3 тыс. человек (табл. П1.5). Средняя численность населения такого города снизилась с 29 330 до 27 349 человек – т.е. 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. Такие города получили статус малых городов. При этом на фоне общего уменьшения населения происходит перемещение населения в города с населением более 500 тыс. чел.

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

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

Еще более сложная проблема заключается в сохранении сельских населенных пунктов (н.п.), причем на наиболее обжитой европейской части России. Согласно данным Росстата в Российской Федерации 57% населенных пунктов (н.п.), в которых на дату переписи 2010 г. никто не проживал, находились в Тверской (2230 н.п.), Вологодской (2131 н.п.), Псковской (1919 н.п.), Ярославской (1550 н.п.), Костромской (1189 н.п.), Кировской (1073 н.п.), Смоленской (978 н.п.) областях. С учетом Архангельской, Новгородской, Ивановской, Нижегородской, Тульской, Калужской, Рязанской и Орловской областей доля вымирающих поселений составляет 80%.

Согласно прогнозу Министра экономического развития, представленного на Московском международном урбанистическом форуме 08.12.2011 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 серьезно, не заниматься планированием городской политики с учетом данного фактора, то в будущем он станет серьезной проблемой, с которой некоторые города сталкиваются уже сегодня [305]. Дополнительный вклад в этот процесс вносит сокращение количества военных городков с 23 тыс. до 7,5 тыс. и дальнейшие планы Министерства обороны России снижения их количества до 300 [344].

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

Таким образом, требуется:

- разработка новых механизмов торфообразования в системах жизнеобеспечения;
- развитие производственных процессов, направленных на снижение себестоимости производства ТЭР за счет взаимоувязки электроснабжения и систем жизнеобеспечения;

- взаимоувязка государственной энергетической политики с задачами расселения.

Значимость этих вопросов выходит не только за круг интересов любой электро, тепло, водоснабжающей и т.п. организации, но и за границы развития любой области жизнеобеспечения. Рассмотренные вопросы являются системообразующими, определяющими влияние государства на расселение в пределах территории Российской Федерации. Их решение в рамках отдельно взятой системы жизнеобеспечения в том числе путем энергосбережения на протяжении как минимум двух десятилетий не достигнуто. Поэтому требуется альтернативная концепция, обеспечивающая взаимоувязку их развития и переход на новые технологические решения снижения себестоимости электро, тепло, водоснабжения.

Приложение 2.

Влияние ресурсосберегающей концепции развития общества на энергетику

Закономерным результатом развития ресурсосберегающей концепции, когда задача минимизации издержек ставится не для выработки заранее заданного количества энергии, а удовлетворение определенной потребности, стало развитие технологий, сфокусированных на минимальных затратах невозобновляемых ресурсов и уменьшении нагрузки на окружающую среду. Изменившаяся система ценностей привела к формированию взаимоотношений, в которых законодательно закреплена обязанность сетевых компаний покупать любой объем энергии, произведенный источниками с минимальным отрицательным экологическим влиянием. В итоге на сегодняшний день преимущественное развитие стали получать ВИЭ, и они по темпам развития опережают традиционную энергетику. Доля ВИЭ в новых вводах достигла 60% в Европе в 2000 г., постоянно увеличиваясь во всем мире. Происходит более интенсивное проведение научных разработок по ВИЭ, чем по традиционной энергетике (рис. П2.1).

Например, в Европейском патентном офисе ежегодное увеличение количества патентных заявок по традиционной энергетике (уголь, нефть, газ) на протяжении 1998–2007 гг. составляло менее 7%/год, по ветроэнергетике – превышало 27%/год.

Согласно прогнозу распределения инвестиций до 2030 г. на строительство новых электростанций ведущих экономик мира с разбивкой на ископаемые виды топлив (fossil) и возобновляемые источники (renewable), выполненному Европейским советом по возобновляемым источникам энергии (European Renewable Energy Council) [90], доля инвестиций ВИЭ в странах ОЭСР Европы и Северной Америки составит не менее 85%, в Китае и на Ближнем Востоке – около 75% (рис. П2.2).

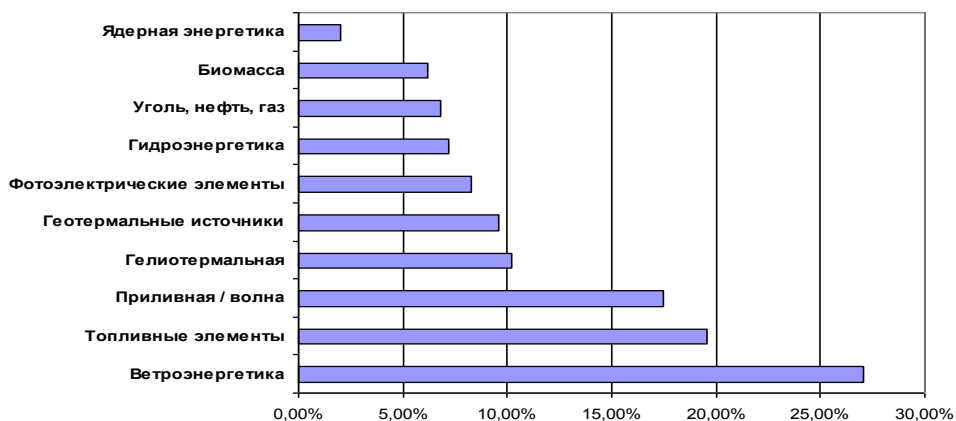


Рис. П2.1. Годовые темпы роста патентных заявок Европейского патентного офиса в области энергетики в 1998–2007 гг.

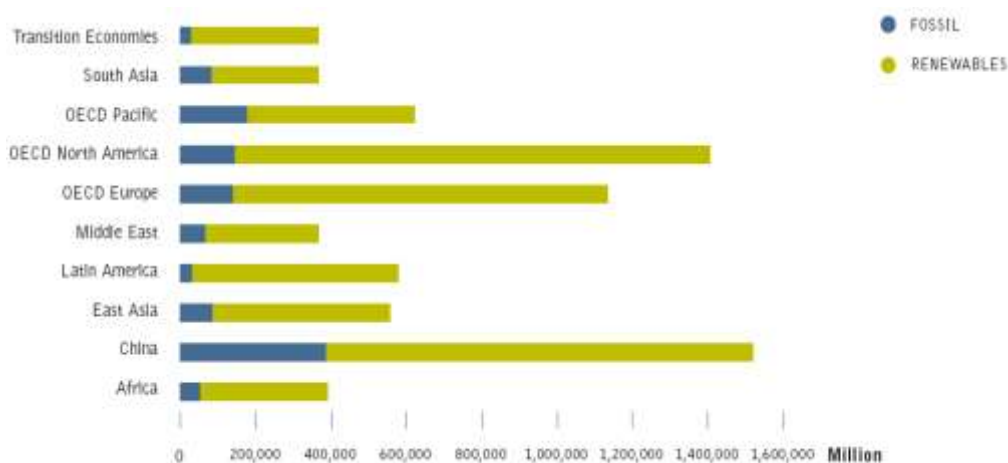


Рис. П2.2. Прогноз финансовых потоков на строительство электростанций в период 2004–2030 гг. (млн долл. накопительным итогом) по регионам

Системные требования к энергетике XXI в. должны учитывать тот факт, что реализация большого количества проектов по ВИЭ меняет структуру распределения и работы генерирующих мощностей, условия работы сети:

- генерация становится все более распределенной, появляются новые источники разной мощности с различными динамическими характеристиками;
- режимы работы ВИЭ определяет не сеть в соответствии с нагрузкой системы, а наоборот, сеть обязана принять то количество выработанной электроэнергии, которое в данный момент можно получить, исходя из уровня инсоляции, порывов ветра и т.д. (данное положение законодательно закреплено в ряде стран Европы);
- потребители электроэнергии переходят в другой режим работы, в котором возможно не только потребление энергии, но и выдача мощности в сеть, причем проблемы баланса выработки и потребления должна быть решена с помощью саморегулируемой сети.

Например, в Стратегии развития энергоснабжения Лондона [88] указывается на необходимость модернизации локальных распределительных сетей на предмет удовлетворения потребностей распределенной генерации: развитие распределительных сетей будет

происходить с учетом потребностей локальных энергоисточников и должно способствовать развитию распределенной энергетики. По состоянию на 2002 г. существовавшая нормативная база Великобритании и физическая конфигурация ее сетей тормозила развитие локальных источников; необходимо было найти решение проблемы двустороннего учета производства и потребления электроэнергии множеством участников рынка, что явилось основанием для развития не только технических решений, изменивших условия работы сети, но и принятия необходимых регулирующих нормативных актов. В результате с развитием ВИЭ возникла потребность изменить всю парадигму организации работы энергосистемы. Теперь производство энергии стало управлять спросом и определило направление трансформации потребителей – возможность подстраивается под генерацию возобновляемых источников. Возникла необходимость управления не десятком крупных электростанций, а сотнями и даже десятками тысяч участников новой системы [91].

Государственные программы поддержки генерации ВИЭ создали требующие решения в реальном режиме времени проблемы, касающиеся в первую очередь распределительных электросетей:

- необходимость приема электроэнергии от переменного числа включающихся источников электроэнергии, работающих со случайной (в статистическом плане) нагрузкой;
- новая генерация практически не подвержена регулированию, что обуславливает формулирование новых задач и усложнение тех, которые ранее решались системным оператором;
- в силу человеческого фактора исчезает возможность в постоянно изменяющейся распределенной сети генераторов и потребителей определять режимы работы регулирующих мощностей, перестают быть прозрачными алгоритмы принятия решений и распределения нагрузок между производителями электроэнергии;
- наличие гарантированной цены покупки электроэнергии от ВИЭ и переход базовых электростанций в режим регулирования нагрузки энергосистемы с учетом слабой предсказуемости ВИЭ ведут к увеличению удельных расходов первичного топлива при работе пиковых источников традиционной энергетики и делают непрозрачным механизм ценообразования на электроэнергию.

В этих условиях наращивание мощностей ВИЭ стало лимитироваться технологическими возможностями обеспечения стабильной работы энергосистемы. В странах лидерах по развитию возобновляемой энергетики рост ВИЭ вышел на насыщение (см. рис. 2.2.27, д), и более востребованными стали такие направления как аккумулирование энергии и создание сети с задачей не только диспетчеризации работы источников, но и регулирования текущей величины потребления электроэнергии. Исследования по этим направлениям стали наиболее интересными для бизнеса. Количество патентных заявок и объемы венчурного финансирования НИОКР в энергетике максимально увеличиваются по разработкам в области способов аккумулирования и регулирования энергопотребления [89].

Меньшие издержки компенсации непостоянства генерации ВИЭ в результате изменения величины потребления электроэнергии по сравнению с регулированием пиковыми мощностями создали условия для нового направления развития и управления потреб-

лением электроэнергии. Создание механизма плавающей стоимости электроэнергии совместно с установкой систем учета, позволяющего включать часть нагрузки при снижении цены электроэнергии, сделало возможным, автоматически регулируя цену электроэнергии в реальном режиме времени, влиять не только на режимы выработки электричества, но и на формирование графика потребления. В этих условиях настала необходимость создания сети распределения электроэнергии и информации, определяющей поведение потребителей и производителей энергии. Таким образом причины возникновения новой концепции развития электроэнергетики связаны, в первую очередь, с тем, что последние десятилетия прогнозируемое развитие во всем мире характеризуется возникновением целого ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике: общей тенденции к повышению уровня автоматизации процессов; появления и развития 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; интенсивного роста количества малых генерирующих (в первую очередь, возобновляемых) источников энергии в мире; повышения требований потребителей к набору и качеству услуг [324].

Функцию такой системы стала выполнять технология SMART (Self-Monitoring Analysis and Reporting Technology). В настоящее время еще отсутствует устоявшееся общепризнанное определение западной терминологии Smart Grid. Приведем наиболее распространенные.

1. Smart Grid это электрическая сеть, которая может экономически эффективно объединять режимы и действия всех присоединенных пользователей – генераторов, потребителей и их объединения, для обеспечения экономически эффективной и устойчивой энергосистемы с малыми потерями, высоким качеством и надежностью электроснабжения и безопасностью [429].

2. Smart grid – совокупность энергетических, коммуникационных и информационных технологий для усовершенствованной инфраструктуры электроснабжения, обеспечивающая непрерывную эволюцию устройств конечного применения [430].

3. Понятие Smart Grid относится к модернизации системы электроснабжения, направленной на возможность мониторинга, защиты, оптимизации функционирования всех элементов ЭЭС – централизованной и распределенной генерации, высоковольтной передающей и распределительной сети, промышленных потребителей и систем управления зданиями, накопителей энергии, потребителей, электрического транспорта, бытовых приборов [431].

4. Интеллектуальная сеть – электрическая сеть, которая разумно координирует действия всех присоединённых пользователей – производителей электроэнергии, потребителей, аккумулирующих устройств, чтобы гарантировать эффективность бесперебойного, экологичного, экономичного и надёжного электроснабжения [355].

В дальнейшем изложении Smart сеть будем понимать, как совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям электрической энергии линий электропередачи, устройств электромагнитного преобразования электроэнергии, коммутаци-

онных аппаратов, устройств защиты и автоматики, информационно – технологических и управляющих систем. Данный комплекс, являющийся ядром технологической инфраструктуры электроэнергетики, за счет сочетания централизованного и распределенного автоматизированного управления всей энергосистемой обеспечивает адаптивную реакцию, в том числе в реальном режиме времени, на различные виды возмущений и отклонений от заданных параметров. Управляющие воздействия, являющиеся результатом обработки различной информации, поступающей от информационно-измерительной системы smart сети, обеспечивают надежную и экономичную параллельную работу всех формирующих электроэнергетическую систему объектов.

Отличия smart сети от обычной электрической сети:

- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
- наличие достаточного количества датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для текущей оценки состояния сети в нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах энергосистемы;
- наличие системы сбора, передачи и обработки информации (включая программное обеспечение), а также программ адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном масштабе времени на активные элементы сети и электроустановки (токоприемники) потребителей;
- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в реальном масштабе времени изменять топологические параметры сети, а также воздействовать на смежные энергетические объекты (генерацию и потребление);
- наличие системы управления в реальном масштабе времени, обеспечивающей взаимодействие сети с генерирующими установками, позволяющей адекватно реагировать на изменения режимной ситуации в энергосистеме;
- возможность автоматической (программными средствами) оценки текущей ситуации в электроэнергетической системе и ее отдельных частях, воздействие на энергетические объекты и оборудование с целью предотвращения нарушений, их локализация в случае возникновения и послеаварийное восстановление системы;
- высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена с целью управления, организация циклического контроля состояния системы, ее частей и элементов с разными временными циклами на разных уровнях управления.

Создание smart сети позволяет получить качественно новый уровень функционирования и развития электроэнергетической системы за счет эффективного взаимодействия всех объектов, формирующих электроэнергетическую систему, обеспечивая повышение надежности и качества поставляемой потребителям электрической энергии, повышение системной надежности и пропускной способности электрических связей, оптимизацию функционирования и развития электроэнергетической системы [234].

В работе [92] указывается, что за рубежом smart сети прежде всего это концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов, поскольку именно пересмотр ряда существую-

щих базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики и вытекающие из этого масштабы и характер задач, а также прогнозируемые социальные, экономические, научно-технические, экологические и другие эффекты от их реализации обуславливают то значительное внимание, которое уделяется в мире этому направлению. Smart сеть является концепцией инновационного преобразования электроэнергетики на основе целостной системы видения ее роли и места в современном и будущем обществе, определяющем требования к ней, подходов к обеспечению этих требований, принципов и способов осуществления и необходимого технологического базиса для реализации, в которой новым технологиям и устройствам отводится роль одного из основных способов и инструментов его осуществления. Именно цели и задачи рассматриваемых преобразований определяют назначение и конкретные функции, а также характеристики развиваемых технологий. Концепция smart сети базируется на достаточно глубоком анализе тенденций развития общества, оценке современных и прогнозируемых вызовов и угроз, формирующихся и ожидаемых запросов, мотивации и характера поведения как потребителей, так и других заинтересованных сторон, обусловленных в том числе направлениями общего социально-экономического, технического и технологического развития, оказывающими влияние на формируемыми ими требования к энергетике. В основу концепции положена разработанная целостная и всесторонне согласованная система взглядов на роль и место электроэнергетики в современном и будущем обществе, целей и требований к ее развитию, подходов к их осуществлению, принципов и способов реализации и создания необходимого технологического базиса.

Результаты исследований за рубежом показали, что необходим пересмотр традиционных подходов принципов и механизмов функционирования энергетики и выработки новых, способных обеспечить общественное развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии. Это решение потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики [453], которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемым потребностям людей и общества в целом, а с другой – максимально учитывала бы основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества. Этот факт обуславливает масштабность и сложность проблемы, позиционирование ее как системной задачи, включая необходимость разработки и применения новых методов планирования, организации и менеджмента такого рода работ. Данный подход направлен на обеспечение устойчивого развития энергетики, при котором преобразования в ней в первую очередь должны рассматриваться с позиций создания выгод для заинтересованных сторон, что позволяет обеспечить их поддержку и большую вовлеченность в реализацию преобразований, позволяя достигать компромисса между их разнонаправленными интересами. Ключевая роль среди заинтересованных сторон в этом случае принадлежит потребителю, обеспечивающему оплачиваемый им спрос на продукцию и услуги энергетики. Требования других заинтересованных сторон преимущественно достигаются за счет создания ценности для потребителя, которую формируют не собственно продукт или услуга, а полезный эффект, получаемый от их применения [92].

Реализация вышеизложенных ключевых требований (ценностей) в концепции smart сети основывается в первую очередь на ориентации на требования заинтересованных сторон и клиентоориентированность. Выработка и принятие решений по развитию и функционированию электроэнергетики осуществляется на основе баланса требований всех заинтересованных сторон с учетом ожидаемых ими выгод и затрат, где потребителю отведена ключевая роль активного участника и субъекта принятия решений путем самостоятельного формирования своих требований к объему получаемой энергии, качеству и характеру ее потребительских свойств и энергетических услуг. Таким образом, концепция smart сети предполагает интеграцию процессов производства и потребления энергии, переход к активному потребителю – по сути потребитель становится, с одной стороны, активным субъектом выработки и принятия решений по развитию и функционированию энергосистемы, с другой – объектом управления, обеспечивающим наряду с другими реализацию ключевых требований [324].

Так как более 90% потребителей подключено к распределительным сетям, smart сети за рубежом преимущественно развиваются для решения проблем энергоснабжения, возникающих в локальных участках электросетей низкого напряжения. Так в «Основных положениях концепции развития интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью», одобренных на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011 г. [231], отмечается, что мониторинг активности в электросетевой сфере за рубежом показывает, что уровень инновационности принимаемых решений в распределительном комплексе выше, чем в передаче высокого напряжения. Суммарные капитальные вложения на развитие интеллектуальной энергетики до 2030 г. в США в развитие распределительных сетей предусматриваются объеме почти в три раза больше, чем в магистральные линии и понизительные станции (табл. П2.1).

Таблица П2.1

Суммарные капиталовложения на развитие интеллектуальной энергетики до 2030 г. в США, млрд долл.

Подсистема	Капиталовложения	
	min	max
Создание интеллектуальной энергосистемы в США, в том числе:	340	475
магистральные линии и ПС	82	90
распределительная сеть	235	340
потребители	23	45

Факткратно более высокой величины инвестиций в распределительные сети является особенно актуальным для Российской Федерации, где в связи с огромными размерами территории почти 94% длины сетей по состоянию на 2010 г. приходилось на распределительные сети [196].

Здесь уместно отметить, что ст. 3 Федерального закона ФЗ-35 «Об электроэнергетике» [94] относит к субъектам электроэнергетики лиц, производящих, передающих и распределяющих (организующих куплю–продажу) электроэнергии. Потребители электрической энергии, т.е. физические и юридические лица, приобретающие электроэнергию для

собственных производственных, коммунальных и (или) бытовых нужд, этим законом не охватываются.

Соответственно российский вариант развития интеллектуальных сетей не включает и по определению не должен учитывать интересы тех субъектов, ради которых интеллектуальные сети прежде всего развиваются в мире – потребителей. Эта линия отчетливо прослеживается и в докладе Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» О.М.Бударгина [93] на заседании круглого стола «Умные сети – умная энергетика – умная экономика». Как справедливо указывается в [92], в определении интеллектуальных сетей, сформулированном в [93], отсутствует «умное» саморегулирование сетей, их влияние на регулирование спроса и тарифов, т.е., по сути дела, нет места распределенной энергетике, играющей важную роль в западной концепции интеллектуальных сетей, состоящей по замыслу из сетей местного значения, призванных интегрировать малые и нетрадиционные энергетические установки.

Таким образом, анализ совокупности положений и принципов концепции интеллектуальных сетей демонстрирует, что уровень поставленных вопросов и решение задач затрагивают различные сферы не только электроэнергетики, но и целого ряда других отраслей, требуют проведения серьезных научных исследований концептуального, научного и методологического плана, разработки соответствующих инновационных технологий и оборудования, причем не только в сфере энергетики, но и в областях, связанных с развитием информационных технологий, новых материалов и компонентов [136]. Требуется создать совершенно новую систему взаимоотношений между производителями и потребителями энергии. Необходим комплексный подход, позволяющий обеспечить интеграцию производственных процессов как в производстве, так и в потреблении энергии путем взаимосвязки интересов и технологических возможностей потребителей с оптимизацией потребления и снижением издержек производства энергии. Без интеграционных процессов, создания условий для формирования новой системы взаимоотношений, направленной на гармонию производства и потребления энергии на системном уровне, ожидать существенного роста эффективности энергетики, по-видимому, невозможно.

Результаты анализа зарубежного опыта показывают, что развиваемые за рубежом подходы, принципы и механизмы реализации концепции smart сетей не могут быть непосредственно перенесены в российскую электроэнергетику и реализованы, поскольку осуществление и развитие концепции в значительной степени определяются спецификой и характером национальных организационно-экономических, технологических и ресурсных (в широком смысле) условий, в том числе российских, а также наличием в стране необходимых для внедрения smart сетей предпосылок [136, 142]. При этом возможность и необходимость их применения в отечественных распределительных сетях, а также технологические вопросы с учетом текущего состояния электросетевого хозяйства подробно исследованы в [421].

Инициатором развития smart сетей на Западе стало развитие нерегулируемых объектов распределенной генерации на основе ВИЭ. В Российской Федерации сложилась ситуация, отличающаяся от мировых лидеров по развитию ВИЭ, по следующим параметрам: наличие небольшого количества производителей электроэнергии, а не десятков тысяч

свободных производителей; отсутствие разветвленной распределительной сети, дающей возможность большинству потребителей принимать альтернативные решения по выбору поставщика электроэнергии; отсутствие плавающей стоимости электроэнергии и недостаточно эффективные механизмы мотивации потребителей регулирования кривой спроса на электроэнергию.

Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики [8], в качестве основного способа регулирования пикового потребления является строительство ГАЭС. В работе ИСЭМ СО РАН [251] показано, что ГАЭС целесообразно использовать для аккумулирования электроэнергии АЭС: пока имеется возможность разгрузки ТЭС, они малоэффективны. Так, если КПД ТЭС принять равным 40–50%, КПД ЛЭП (в обе стороны с учетом преобразующих трансформаторов) – 85%, КПД ГАЭС – 77%, то КПД всей системы аккумулирования получится $(0,4–0,5) \cdot 0,85 \cdot 0,77 = 0,26 – 0,33$. Таким образом, топливная эффективность здесь низка, что в сочетании с высокой стоимостью делает такие инвестиционные проекты неэффективными.

Еще одним решением обеспечения потребления в пиковом режиме в наиболее дефицитных узловых точках было создание дочерней структуры РАО ЕЭС «Мобильные ГТЭС», которая выполнила программу по формированию парка резервных ГТЭС в Московской области, Краснодарском крае и других регионах. По состоянию на 01.03.2010, установленная мощность ОАО «Мобильные ГТЭС» составила 337,5 МВт. ГТЭС мощностью 22,5, 45 и 67,5 МВт были установлены вблизи подстанций 110 и 220 кВ Дарьино, Новосырово, Пушкино, Рублево, Игнатово, Кирилловская, Кызылская. Отсутствие газа на подстанциях в большинстве случаев предусматривает работу ГТЭС на дизельном топливе. Работа мобильных ГТЭС на подстанциях Москвы и Московской области в осенне–зимние периоды позволяет сдерживать объемы ограничений электроснабжения в пиковое время и избегать аварийных ситуаций [139].

Подобные решения являются обоснованными и логичными в рамках существующего определения энергетики, когда решается задача удовлетворения существующего спроса, когда потребитель не является субъектом электроэнергетики, и выстраивание рыночных стимулов на основе регулирования величины зонных тарифов на протяжении 15 лет не привели к значимым результатам. В результате, например, коэффициент неравномерности нагрузки в Москве высок как зимой, так и летом (до 0,64 и менее), причем максимум потребления длится всего несколько дней (а то и часов) в году [251]. В этих условиях естественным является обоснование необходимости увеличения мощности энергосистемы, например, до 348 ГВт [8], роста объемов ввода новых мощностей, как это и предусмотрено в [8, 347] и иных документах, определяющих вектор развития энергетики. Следует подчеркнуть, что в настоящее время существует псевдодефицит энерго мощностей (соответственно, завышенные планы по вводу новых) – не хватает не мощностей вообще, а именно регулирующих. Так, КИУМ ТЭС составляет в среднем около 56%, а КИУМ некоторых ГРЭС в столичном и Северо-Западном регионах РФ – всего 40%. Проблема маневренности будет нарастать по мере ввода АЭС и угольных ТЭС [251]. Поэтому одним из целевых показателей Программы модернизации электроэнергетики до 2020 г. является увеличение доли маневренных ГТУ [347].

Первый этап реализации мер, снижающих спрос на пиковые мощности, должен иметь локальный характер. Целесообразно выбрать зоны энергоснабжения с наиболее перегруженными сетями. Как показывает график распределения загрузки 999 трансформаторов суммарной мощностью 26268 МВА понизительных станций 110 кВ в Москве в период прохождения осенне–зимнего максимума 15.12.2004, доля трансформаторов с нагрузкой выше 75% номинальной мощности составляла менее 30%, 100% – 8% (рис. П2.3) [5].

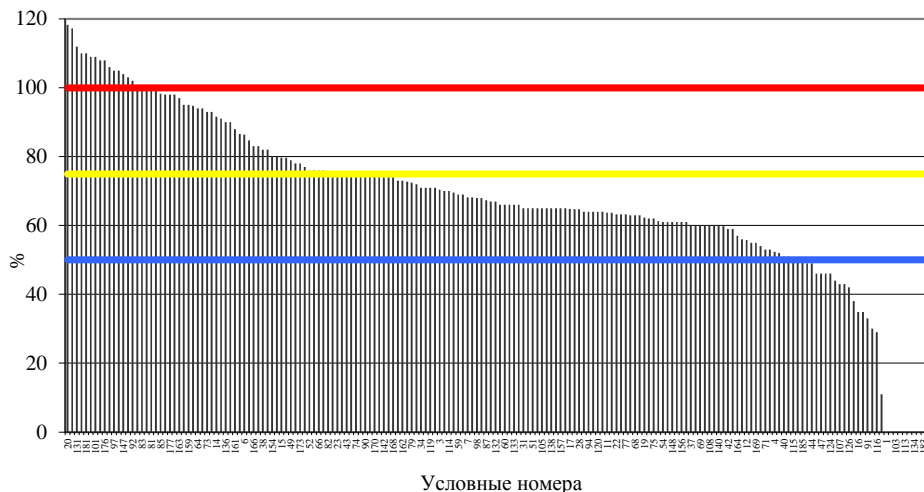


Рис. П2.3. Распределение загрузки понизительных трансформаторов 110 кВ в период прохождения осенне–зимнего максимума нагрузок в Москве

Аналогичное распределение загруженности распределительных сетей наблюдается и в других регионах. Поэтому в зонах энергоснабжения, обслуживаемых подстанциями с нагрузкой более 75% от номинальной, целесообразно в первую очередь применить технические решения, снижающие потребность в пиковой электроэнергии. При выборе объектов, с которых целесообразно начать решение проблемы регулирования графика потребления, следует учитывать, что вклад бюджетных зданий в пиковые нагрузки и дефицит мощности в 2–3 раза превышает их долю в совокупном потреблении электроэнергии [339]. Поэтому эта категория объектов должна в первую очередь рассматриваться в качестве нагрузки для когенерационных надстроек существующих котельных.

Приложение 3

Проблема разуплотнения графика потребления электроэнергии

Снижение ЧЧИМ энергетических мощностей вызвано ростом неравномерности графика электропотребления, сезонных и суточных пиковых нагрузок в единой энергетической системе страны, которые характеризуются следующими показателями [432].

1. Коэффициент минимума (характеризует разницу между мощностями в часы пик и в часы наименьшего энергопотребления):

$$\beta = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}, \quad (\text{П3.1})$$

где P_{\min} – минимальная мощность; P_{\max} – максимальная мощность.

2. Интегральный коэффициент минимума или «Пик-фактор» (характеризует отношение максимальной мощности P_{\max} к средней P_{cp}):

$$\Pi = \frac{P_{\max}}{P_{\text{cp}}} = \frac{P_{\max}}{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}, \quad (\text{П3.2})$$

где P_{cp} – средняя за сутки мощность; T – время расчетного периода (24 часа).

3. Изменяемый диапазон мощностей:

$$\Delta P = P_{\max} - P_{\min}. \quad (\text{П3.3})$$

4. Коэффициент заполнения или плотность нагрузки (характеризует долю средней за сутки электроэнергии по отношению к максимально возможной)

$$\gamma = \frac{\int_0^T P(t) \cdot dt}{T \cdot P_{\max}}. \quad (\text{П3.4})$$

5. Время использования максимальной нагрузки:

$$T_m = \frac{\int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{\max}} = T \cdot \gamma. \quad (\text{П3.5})$$

6. Динамическая характеристика графика энергопотребления (характеризует скорость изменения нагрузки):

$$P_V = \frac{dP}{dt}. \quad (\text{П3.6})$$

7. Коэффициент формы тока или мощности (характеризует отношение действующего значения мощности P_{∂} к ее среднему значению P_{cp}):

$$K_{\phi} = \frac{P_{\partial}}{P_{\text{cp}}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}}{\frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt}. \quad (\text{П3.7})$$

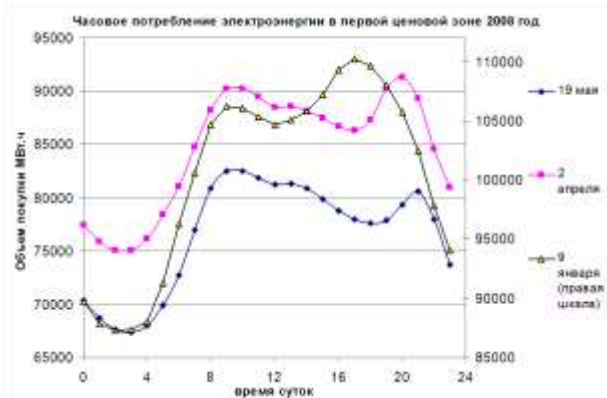
Для определения основных закономерностей энергопотребления в Российской Федерации, определяющих неравномерность графика загрузки, построим суточные графики потребления электроэнергии в различные периоды времени. Так как задачей является определение долгосрочных тенденций, системных свойств и связей, как и в предыдущих разделах, будем рассматривать данные до начала кризиса 2008 г. Экономический кризис повлиял на профиль графиков нагрузки электротехнических комплексов промышленного, транспортного, бытового и специального назначения, уменьшив в первую очередь потребление промышленности, поэтому закономерности на основе динамики кризисного периода не будут иметь долгосрочного характера.

Рассмотрим на основе данных Администратора торговой системы ОАО «АТС» зависимость объема 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 трех докризисных рабочих дней 2008 г. [56]:

- 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. ПЗ.1). Летний день выбран в середине мая – времени, когда на большинстве территории России закончился отопительный период, но не совпадающим со временем максимальных летних температур, вызывающим рост электропотребления на кондиционирование помещений (рис. ПЗ.3).

Пиковая нагрузка 9 января больше максимума летнего дня в первой ценовой зоне на 34,8%, во второй ценовой зоне – на 41%, поэтому параметр «график потребления зимнего дня» проградуирован по правой шкале на рис. ПЗ.1, а и ПЗ.1, б. Пиковая нагрузка первой ценовой зоны на 280% больше пиковой нагрузки второй ценовой зоны (110 ГВт и 29 ГВт соответственно). Базовая нагрузка зимнего дня составляет 73,6% от суточного максимума (87 ГВт – база, 110 ГВт – пик). Суточный диапазон регулирования (9 января) вблизи прохождения пика нагрузок равен 26,4% для первой ценовой зоны (Европейская часть и Урал) и 14% 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

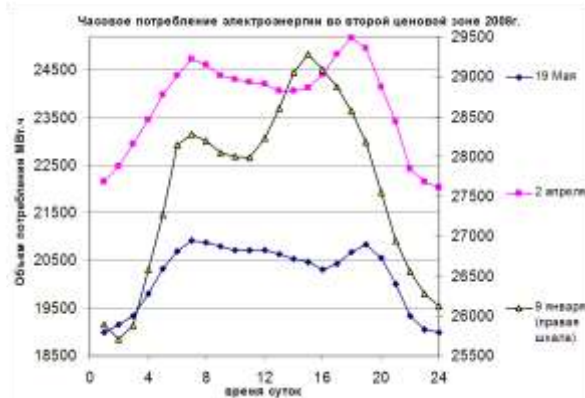


Рис. ПЗ.1. Часовое распределение нагрузок потребления электроэнергии (2008 г.)

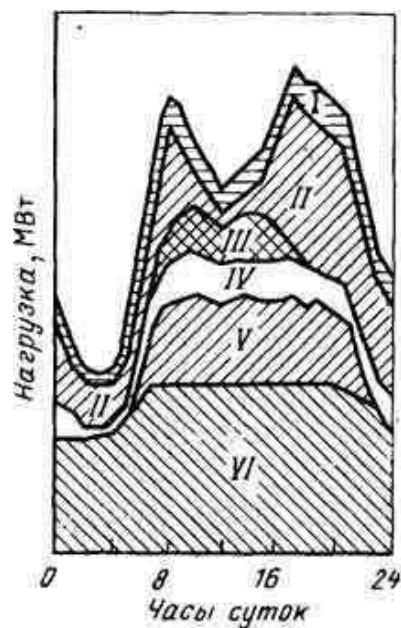


Рис. ПЗ.2. Полный суточный график электрической нагрузки крупного промышленного района в зимний период:

I – потери в сетях и собственные нужды электростанции;

II – коммунально-бытовая нагрузка; III – односменные промышленные предприятия;

IV – электрифицированный транспорт; V – двусменные промышленные предприятия;

VI – трехсменные промышленные предприятия

Отметим, что график для 09.01.2008 на рис. ПЗ.1 незначительно отличается от суточного графика электрической нагрузки крупного промышленного района в зимний период (рис. ПЗ.2), представленного в монографии Т.Х. Маргуловой «Атомные электрические станции», регулярно издаваемой на протяжении 25 лет (первое издание 1969 г., пятое –1994 г.) [57]. Сохраняется неизменность формы кривой суточных нагрузок, что свидетельствует о сформировавшихся и практически неизменных устойчивых на протяжении нескольких десятилетий закономерностях использования электроэнергии. Более подробно этот вопрос как относительно настоящего времени, так и в перспективе до 2050 г. исследован в [537]. При этом произошло увеличение соотношения между суточным максимумом и минимумом нагрузок (рост коэффициента β (ПЗ.1)), что объясняется снижением доли потребления трехсменными промышленными предприятиями. Основной вклад в формирование пика нагрузки вносят электротехнические комплексы коммунально-бытовых предприятий, а также двусменных и односменных промышленных предприятий. К данной категории промпредприятий в основном относятся потребители малоэнергоёмких отраслей промышленности, как правило, расположенные в непосредственной близости от жилой застройки, в противоположность от энергоёмких предприятий ТЭК, металлургии, химической, цементной, целлюлозно-бумажной промышленности и т.п. с относительно постоянным профилем потребления.

На важность учета коммунально-бытовых потребителей при поиске механизмов выравнивания графика нагрузки и увеличения ЧЧИМ энергетики России указывает прогноз структуры увеличения потребления электроэнергии. В качестве иллюстрации изме-

нения структуры потребления электроэнергии приведем 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 г. [48]. Московская область выбрана на том основании, что в Российской Федерации максимальный темп роста ВВП и потребления электроэнергии в 2000–2008 гг. наблюдались в Московском регионе, при этом данные показатели Московской области превышали аналогичные значения Москвы. Преобладающая часть прироста (58%) будет обеспечена увеличением потребления жилищно-коммунальными потребителями (табл. ПЗ.1).

Таблица ПЗ.1

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

№ п/п	Потребитель	Расчетная 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	Неучтенные потребители (7–10%)	0,64	9
5	Итого: по области	7,30	100

В связи с этим в дальнейшем изложении основное внимание уделим проблемам энергоснабжения населенных пунктов Российской Федерации, полагая, что основной объем потребления в нем составляют жилищно-коммунальные потребители. Достоверность вывода о преобладании нагрузки коммунально-бытовых потребителей подтверждает Концепция обеспечения надёжности энергоснабжения Московского региона, выполненная в Российской академии наук [5]. Согласно представленным в ней материалам в Москве в декабре 2004 г. абсолютная величина и доля промышленных и коммунально-бытовых потребителей в суточном графике нагрузки составляла 26,4 млн кВт·ч (14,4%) и 121,5 млн кВт·ч (66,4%). Увеличение доли коммунально-бытовой нагрузки в общем электропотреблении привело к разуплотнению графика электрической нагрузки (снижению γ) и к уменьшению 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. ПЗ.2.

По данным ОДУ Центра рост абсолютных максимумов электропотребления по мощности в Московском регионе в 1999–2005 гг. и соответствующие ему темпы роста составили следующие значения (табл. ПЗ.3).

**Потребление электроэнергии Московского региона по группам потребителей
(без учёта заряда Загорской ГАЭС)**

Отрасли	Млрд кВт·ч					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 потреблен.	73,4	66,97	70,18	72,82	80,137	100	100	100	100	100

Таблица ПЗ.3

Максимум электропотребления Московского региона

Годы	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005(оценка)
Максимум, МВт	11 876	12 334	13 670	14 230	13 580	14 583	15 500
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 г. до 21 тыс. МВт, к 2015 г. – до 24,5 тыс. МВт и к 2020 г. – до 27,8 тыс. МВт.

Исторический максимум нагрузок Московской энергосистемы по состоянию на 22.11.2017 г. составил 18 052 МВт 24.12.2012 г. По-видимому, различие прогнозных и фактических максимумов нагрузок будет возрастать (расхождение краткосрочного прогноза прироста нагрузок на период 2005–2010 гг. (3777 МВт) и фактического (2640 МВт) составило 43%), что указывает на необходимость поиска новых подходов к определению основных показателей развития энергетики в Российской Федерации.

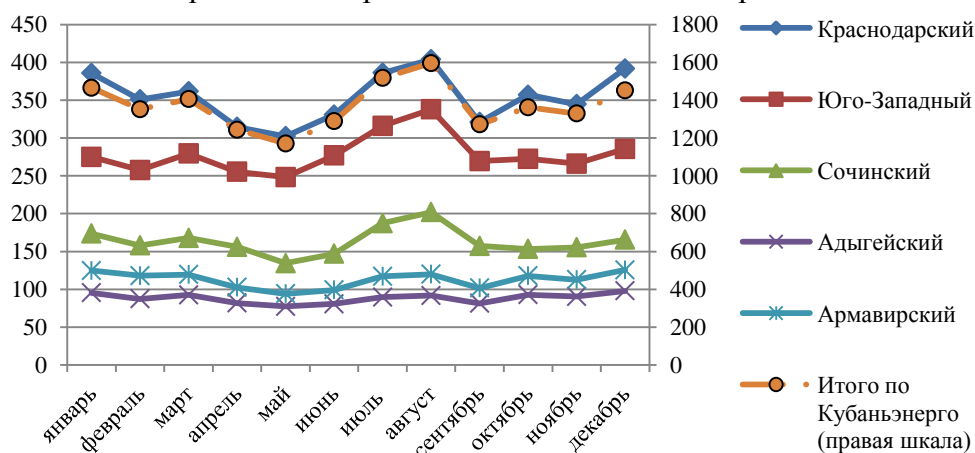


Рис. ПЗ.3. График потребления электроэнергии в Краснодарском крае 2010 г., млн кВт·ч/мес.

Для перехода к механизму плавающей стоимости электроэнергии фактически необходимо сформировать новую систему учета потребления и нового отношения потребителя к электроэнергии, что требует достаточно продолжительного времени [391]. В связи с этим можно предложить следующее оперативное решение управления потреблением электроэнергии за счет 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 приведет 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 (см. рис. 2.4, б основной части работы). В результате кратного повышения стоимости электроэнергии в период прохождения максимума можно будет снизить стоимость электроэнергии на протяжении года, так чтобы интегральный платеж 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 ч в году (площадь, не входящая в красный прямоугольник рис. 2.4, а основной части работы). Применение предлагаемого подхода необходимо и к периоду прохождения формирующегося летнего максимума нагрузок, вызванного ростом потребления на кондиционирование воздуха (рис. ПЗ.3 (составлено по данным [298])).

Приложение 4.

Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии⁴

Новые технологические решения в первую очередь распространяются в странах с высоким уровнем экономического развития, о чем свидетельствует распространение пароходного сообщения, автомобиля, телефона, телевизионного вещания, сотовой связи и т.п. Аналогичная ситуация наблюдается и с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). Представляет интерес сравнить европейский и североамериканский сценарий развития ВИЭ. Отличием европейского сценария является значимо большая поддержка ВИЭ на наиболее затратном первоначальном этапе, предусматривающем финансовую поддержку. По мере уменьшения необходимости финансовой поддержки развития ВИЭ, роль Европы стала снижаться. До 2004 г. доля Европы превышала половину вложений в возобновляемую энергетику. Однако за 2004–2016 г. лет она уменьшилась в 2,15 раза, а доля США увеличилась в 2,3 раза. В 2004 г. на долю Европы, США и Китая приходилось соответственно 53,2; 8,2; 6,4%, а в 2016 г. – 24,7; 19,1; 32,4%. [1]. Доля ВИЭ во всех вновь введенных в эксплуатацию электростанций превысила 40% в Европе в 1997 г., а в США в

⁴ В отличие от других приложений источники имеют локальную нумерацию.

2006 г. По такому показателю как мощность солнечной энергетики на 1000 жителей в 2012 г. Германия превосходила США более чем в 20 раз (301,47 и 13,973 кВт).

Европейский сценарий развития ВИЭ основывается на постоянно увеличивающемся объеме дотаций. Так если в 2003 г. ЕЕГ-налог (акциз на весь объем электроэнергии, направляемый на развитие альтернативной энергетики) в Германии составлял 0,4 цента за кВт·ч, то в 2013 г. он вырос до 5,28 центов за кВт·ч, в 2016 г. – до 6,35, в 2017 г. превысил 7 центов за кВт·ч [2]. В отличие от Европы в США прагматичный, направленный на поддержание собственной промышленности подход позволяет с 1960-х гг. обеспечивать приведенную с учетом инфляции цену электроэнергии для промышленных предприятий на неизменном уровне ~7–8 центов за кВт·ч, и в прогнозе до 2030 г. предполагается защитить собственную промышленность от роста цен на электроэнергию.

Однако из запаздывающего по отношению к европейским странам начала развития ВИЭ в США вовсе не следует перспектива их отставания в последующий период. Например, Калифорния поставила задачу обеспечить половину электропотребления на основе возобновляемой энергетики к 2026 г., а в 2045 г. полностью перейти на возобновляемые источники. Можно обсуждать целесообразность достижения этих целей, а также обоснованность указанных сроков, но невозможно отрицать, что доля ВИЭ в выработке электроэнергии Калифорнии в 2017 г. превысила 27%. То есть Калифорния опередила большинство европейских стран по этому показателю. Задача полного перехода на ВИЭ к 2035 г. поставлена в Массачусетсе, а к 2045 г. на Гавайях. Можно сделать вывод, что защита потребителей от негативного влияния на экономическое развитие в результате роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока технологии возобновляемой генерации не выйдут на режим близкий к самоокупаемости в данном географическом регионе, не является препятствием ни для достижения лидерства, ни для постановки и достижения достаточно амбициозных целей по развитию ВИЭ.

Столь необходимая на первоначальном этапе дотационная политика определила снижение удельных затрат на строительство возобновляемых источников. Так, при одинаковом объеме инвестиций на развитие ВИЭ в мире в 2010 и 2016 гг. (244 млрд и 242 млрд долл.) годовой объем ввода в эксплуатацию новых электростанций на их основе составил 62 и 136 ГВт [3]. При этом произошло замещение инвестиций в ВИЭ стран Европы на инвестиции Китая: если на ежегодные инвестиции развитых стран приходилось 165 млрд и 125 млрд долл. (в том числе на страны Европы 114 млрд и 60 млрд долл.), то на китайские 41 млрд и 78 млрд долл. Технологическое развитие и достаточно стремительное сокращение затрат на ввод в эксплуатацию источников, в том числе за счет замещения европейской продукции на китайскую, привели к качественным изменениям на энергетических рынках целого ряда стран.

Например, в 1990 г. стоимость солнечной панели составляла 10 долл./Вт, в 2006 г. ~ 4 долл./Вт, в 2012 г. ~ 1 долл./Вт, в 2016 – 0,36 долл./Вт. Помимо снижения средних удельных капитальных затрат на строительство солнечных электростанций (СЭС) до 2,8 долл./Вт для станций средней мощностью 5,7 Квт, расположенных в домохозяйствах, и до 1,03 долл./Вт для крупных СЭС мощностью более 100 МВт без слежения суточного перемещения солнца (до 1,11 долл./Вт для обеспечивающих повышение эффективности

СЭС за счет поворота панелей по одной оси, доля которых в общем объеме всех новых вводов СЭС увеличилась до 80%). Также увеличился коэффициент использования их установленной мощности, (в США с 14% в 2010 г. до 27,2% в 2016 г.) и снизились эксплуатационные затраты до 5–9 долл. за МВт·ч [4]. В результате электроэнергия, получаемая на основе солнечных панелей, только в период 2010–2015 гг. подешевела на 58% [5]. В перспективе стоимость солнечной энергии снизится на 57% в 2017–2025 гг. [5], а согласно [6] на 66% к 2040 г.

В итоге ВИЭ, перестав быть «забавой для богатых», начинают без дополнительного стимулирования все более успешно конкурировать с традиционной энергетикой. И в ряде стран (например в ОАЭ, Чили, Мексике) появились частные компании, предлагающие на коммерческой основе без государственных дотаций заключение контрактов на поставку электроэнергии солнечных электростанций (СЭС) по ценам более низким по сравнению с традиционной энергетикой – менее 30 долларов США за МВт·ч. В 2017 г. в Абу-Даби был заключен контракт на поставку электроэнергии СЭС по цене 24,2 долл. за МВт·ч, в Мексике – 17,7 долл. за МВт·ч. 3 центов за кВт·ч достигла стоимость электроэнергии некоторых СЭС в США.

Еще по более низким ценам на поставку энергии заключают контракты расположенные на суше ветровые электростанции (ВЭС). Стоимость энергии наиболее удачно расположенных ветропарков США не превышает 20 долл. за МВт·ч [7]. В отличие от СЭС в ветроэнергетике развитие идет не по пути уменьшения удельных капитальных затрат, которые на протяжении 15 лет находятся на уровне 1500–2000 долл. за кВт установленной мощности и в 2016 г. составили в США 1590 долл., а в направлении снижения стартовой скорости ветра, при которой установки способны начать генерировать электроэнергию, увеличения высоты мачты, длины лопастей и т.д. В результате технологического совершенствования достигнуто повышение КИУМ с 0,25 в 2000-х гг. до среднего значения 0,42 для установок 2016 г., (0,54 на наиболее удачных проектах), снижение эксплуатационных затрат, что обусловило снижение стоимости энергии ветропарков. При этом прогнозируется, что в перспективе стоимость расположенных на суше ВЭС снизится на 47% к 2040 г. [6].

П.Л. Капица разделял энергию, которой пользуются люди, на бытовую (питание холодильников, телевизоров, электробритв, пылесосов и большого количества других приборов, которыми пользуются в повседневной жизни) и промышленную – энергию больших мощностей. Промышленная энергия значительно больше бытовой, ее мощность исчисляется в мегаваттах, ее масштабы и стоимость определяют уровень валового продукта в народном хозяйстве страны [8].

Во время написания работы [8] ветроустановки имели мощность в пределах десятков киловатт и были интегрированы в системы электроснабжения преимущественно на низком напряжении к примеру фермерских хозяйств, что позволяло их классифицировать как источники, обеспечивающие бытовую энергию. Однако в настоящее время в результате увеличения среднего диаметра ротора до 110 м, средней единичной мощности ветроустановки более 2 МВт и соответственно подключения к сети на среднем, а в случае объединения в ветропарки (мощность которых может превосходить 200 МВт) на высоком напряжении, ветроэнергетика уже едва ли может быть отнесена к распределенной энерге-

тике и источникам, обеспечивающим только мелкое бытовое потребление. Аналогичное утверждение относится к солнечной энергетике. Мощность фотовольтаики в 1970-х гг. не превышала единиц киловатт, а теперь мощность десятков СЭС измеряется сотнями мегаватт. Несмотря на низкую плотность энергии, увеличение мощности электростанций на основе возобновляемых источников приводит к замещению традиционной энергетике не только в бытовых, но и промышленных мощностях, величина которого в регионах с хорошей инсоляцией или высокой ветровой нагрузкой уже сегодня измеряется десятками процентов.

Выше приведены хоть и подтвержденные, но наиболее оптимистичные цены энергии солнечной и ветровой энергетике. Однако динамика и прогнозы сокращения издержек ВИЭ позволяет предполагать, что в перспективе стоимость возобновляемой энергии порядка 20–30 долл. за МВт·ч (2–3 центов за кВт·ч) станет достаточно распространенным явлением. Как было отмечено в 2016 г. на Международном экономическом форуме несубсидируемая энергия ВИЭ стала дешевле энергии, получаемой на основе ископаемых видов топлив, в 30 странах, а к 2025 г. такая ситуация будет характерна для большинства стран мира. К 2021 г. стоимость энергии возобновляемых источников будет ниже угольной генерации в Китае, Индии, Мексике, Великобритании и Бразилии [6].

Таким образом, преимущественно деньги западноевропейских потребителей электроэнергии выполнили функцию «посевных инвестиций» большого стартапа массового распространения ВИЭ и обеспечили первоначальный наиболее капиталоемкий этап перехода к возобновляемой энергетике. Покажем, что происходит рост конкурентных преимуществ ВИЭ по отношению к традиционной энергетике не только в области «бытовой энергии» [8], но и в «энергии больших мощностей».

Снижение издержек в области передачи электроэнергии позволяет возобновляемой энергетике расширить зону конкуренции в области энергии больших мощностей и начать конкурировать с традиционными источниками, расположенными в центрах нагрузок на значительном удалении от территорий с сильными ветрами или высокой инсоляцией. В США проводится реконструкция сетевой инфраструктуры для передачи потребителям 52 ГВт ветровой энергетике. Передача электроэнергии удаленно расположенных ветровых и солнечных станций приводит к ее удорожанию на уровне 1,2 ц/кВт·ч в США и 0,9 ц/кВт·ч в ЕС [9]. Успехи в области передачи энергии на основе линий постоянного тока позволяют увеличить дальность передачи свыше 3 тыс. км, а передаваемую мощность более 10 ГВт (например ЛЭП постоянного тока Xinjiang – Anhui мощностью 10 ГВт и протяженностью 3000 км в Китае). Издержки передачи энергии на расстояния ~3000 км не будут превышать 1 цента за кВт·ч.

Таким образом, отсутствуют предпосылки для превышения стоимости электроэнергии ВИЭ в регионах с высоким уровнем инсоляции и/или ветровой обеспеченности выше 3–4 центов за кВт·ч, а возможность транспорта электроэнергии обеспечит снижение цены электроэнергии больших мощностей на основе ВИЭ для крупных потребителей менее 4–4,5 центов за кВт·ч. Так как эта величина включает издержки передачи электроэнергии от мест с наилучшей ветровой и/или солнечной обеспеченностью, то предположение справедливо для более 80% населения земли. Полученная оценка основывается на показа-

телях уже реализованных проектов либо заключенных контрактов с указанием обязательств сторон и не принимает во внимание как перспективы снижения стоимости генерации ВИЭ, так и удешевления передачи электроэнергии в том числе на основе сверхпроводимости.

Сравним приведенную оценку и стоимость энергии традиционной энергетики больших мощностей. Для сравнения с ВИЭ выберем АЭС по следующим причинам:

- атомные энергоблоки имеют максимальную единичную мощность, в силу чего к ним в наибольшей степени применимо определение [8] «энергии больших мощностей»;
- атомная энергетика была наиболее быстро растущей и устойчиво вытесняющей углеводородную энергетическую отрасль в имеющих возможности для ее развития странах в период написания работы [8];
- в отчете «БИ-ПИИ» («BP plc») – транснациональной корпорации, в наименьшей степени заинтересованной в принижении роли и сдерживании развития углеводородов в современной экономике, только для атомной и возобновляемой энергетики были сделаны корректировки в сторону роста на ближайшие 20 лет [10];
- основная доля в стоимости электроэнергии ВИЭ и АЭС приходится на капитальную составляющую;
- в силу отсутствия или незначительной доли топливной составляющей, стоимость вырабатываемой ими электроэнергии в наименьшей степени подвержена изменениям, обусловленным волатильностью цен на энергетических рынках;
- как и у ВИЭ вклад атомной энергетики в парниковый эффект минимален, в силу чего к ним возможно применение механизмов стимулирования развития безуглеродной энергетики;
- как и у ВИЭ график выдачи мощности АЭС определяется не потребностью в электроэнергии в данный момент времени, а экзогенными факторами: у АЭС технологическими особенностями и стремлением обеспечить сокращение срока возврата инвестиций в атомную энергетическую отрасль, а у большинства видов ВИЭ – природными условиями.

Согласно [11] в 2015–2040 гг. цена на электроэнергию АЭС США будет находиться в диапазоне от 35 до 73 долл. за МВт·ч. Аналогичные значения приводятся в [12]: учет эксплуатационных расходов АЭС в США указывает, что необходимо для ранее построенных и не предполагающих программ модернизации энергоблоков предусматривать цену электроэнергии от 31 до 49 долл. за МВт·ч, а для станций, требующих обновления – от 40 до 60 долл. за МВт·ч. Невозможность выдержать конкуренцию с другими типами генерирующих мощностей привела в 2012–2016 гг. к закрытию в США до выработки ресурса 6 энергоблоков суммарной мощностью более 4,6 ГВт, а также к перспективе закрытия в 2017–2025 гг. еще 10 блоков суммарной мощностью более 8,5 ГВт. Для обеспечения последующей работы существующих АЭС атомной энергетике США требуется дотационная поддержка в объеме от 8 до 44 долл. за МВт·ч [11]. Удельные капитальные затраты на АЭС Olkiluoto-3 (Финляндия) и Flamanville-3 (Франция) составят 6375 долл./кВт; Summer-2,3 (США) – 6200 долл./кВт; Vogtle-3,4 (США) – 8100 долл./кВт, Sannem-1,2 (Китай) – 2330 долл./кВт, Belarusian-1,2 (Беларусь) – 9585 долл./кВт [12]. Согласно расчётам, проде-

ланным в 2010 г. Всемирной ядерной ассоциацией, капитальные затраты строительства новых АЭС будут не менее 5339 долл./кВт [13]. Капитальные затраты определяют порядка 80% стоимости электроэнергии АЭС, что дает основания предполагать, что в странах с более дорогой стоимостью капитала по сравнению с США будут отсутствовать предпосылки для более дешевой электроэнергии на вновь строящихся АЭС. В связи со столь высокой капитальной составляющей в стоимости электроэнергии АЭС любое снижение КИУМ ведет к ее удорожанию: согласно [9], снижение КИУМ АЭС на 15% повышает стоимость электроэнергии на 24%. Это является одной из причин работы энергоблоков в базовом режиме с постоянной нагрузкой, что обеспечивает их КИУМ до 0,9.

Таблица П4.1

Сравнение стоимости электроэнергии атомной и возобновляемой энергетики

Параметр (изменение за 5 лет, %)	АЭС	ВЭС	СЭС
Стоимость генерации, долл./МВт·ч	от 35 до 73 (> 0)	от 20 (-30%)	от 17,7 (-58%)
Прогноз изменения стоимости генерации, %	> 0	до -47% к 2040 г.	-57% к 2025 г., -66% к 2040 г.
КИУМ электростанций 2016 г.	0,9 (~0)	0,42 (+17%)	0,27; (+13%)
Капитальные затраты на 1 кВт 2017 г., долл. США	5340 (>0)	1560 – средние (-5%)	1030-2800 (-60%)
Капитальные затраты, долл. США/МВт·ч	от 34	21 – средние	от 20
Эксплуатационные затраты, долл. США/МВт·ч	23-12	11-6	9-5

Таким образом, стоимость электроэнергии АЭС сопоставима с возобновляемой энергетикой (табл. П4.1), а в некоторых случаях наиболее удачного расположения ВИЭ может ее превышать. Однако, если стоимость возобновляемой энергетики уменьшается, и потенциал ее дальнейшего снижения оценивается десятками процентов, то для стоимости атомной энергии высказать подобное утверждение достаточно проблематично. Одним из немногих путей снижения стоимости электроэнергии АЭС является повышение их КИУМ, который определяется технологическими условиями (продолжительностью проведения регламентных и ремонтных работ, длительностью перезагрузки топлива и т.д.), а не требованиями изменения режима генерации АЭС в соответствии с профилем нагрузки. Необходимость согласования изменяющегося во времени графика нагрузки и требований непрерывной работы в базовом режиме в том числе и для обеспечения ядерной и оборонной безопасности перекладывала издержки обеспечения постоянства работы атомных блоков на энергосистему и предусматривала создание генерирующих источников, несущих переменную нагрузку, и систем аккумулирования энергии.

В не меньшей степени та же самая проблема – согласования графиков выдачи и мощности и потребления характерна для большинства видов ВИЭ. Ранее приведенные значения стоимости электроэнергии ВИЭ относились к электроэнергии, выдаваемой исходя из возможностей природных условий, которые определяют неравномерность графика выдачи мощности, а затраты согласования неравномерной генерации и графика нагрузки перекладываются (как и в отечественной атомной энергетике) на других субъектов электроэнергетики. С одной стороны, в силу роста доли ВИЭ в энергобалансах различных стран острота этой проблемы увеличивается. А с другой – она становится все более схо-

жей с задачей согласования базового режима атомных энергоблоков и профиля потребления. Действительно, сейчас сформировано представление о солнечных и ветровых станциях, как о плохо прогнозируемых источниках, быстроменяющих выдаваемую мощность в результате порывов ветра, переменной облачности и других природных факторов. Однако происходит совокупность изменений, в результате которых характер генерации ВИЭ претерпевает значительные изменения, а именно: улучшается предсказуемость их генерации в результате снижения ошибок прогнозирования погодных изменений, достигается сглаживание эффекта стохастичности колебаний выдачи мощности каждой единичной установкой вследствие:

- усреднения изменчивости погодных условий в результате передачи электроэнергии ВИЭ на значительные расстояния;
- увеличения КИУМ как ветровой, так и солнечной энергетики по мере технологического развития;
- установки ветрогенераторов и солнечных панелей в пределах одной электростанции на одной территории, что вызывает уменьшение инсоляции менее чем на 2%.

В результате если время снижения или увеличения выдачи мощности на 50% одной ветроустановкой или небольшой солнечной станцией составляет доли минут, то по мере усреднения влияния совокупности природных факторов на большой территории, где расположены различные типы ВИЭ, оно увеличивается и становится соизмеримым с суточной неравномерностью графика потребления, компенсация которой является задачей энергосистемы в условиях непрерывной работы атомных энергоблоков.

В результате совместного рассмотрения проблем дальнейшего развития атомной и возобновляемой энергетики можно сделать вывод, что несмотря на низкую плотность энергии ВИЭ не только их успешную конкуренцию с источниками «энергии больших мощностей» в условиях отсутствия дотационной политики, но и необходимость для обеспечения развития и возобновляемой и атомной энергетики поиска механизмов решения в определенной степени идентичной задачи – обеспечения согласования как базовой генерации АЭС, так и непостоянной выдачи мощности ВИЭ с графиком потребления [14].

Стремительный рост возобновляемых источников в мире обострил задачу необходимости согласования несоответствия графиков спроса и изменяющейся в зависимости от погодных факторов генерации. Можно выделить два подхода к ее решению. Первый – предполагает определение потребности экономики в энергии, а всю совокупность энергообеспечивающих предприятий рассматривает как систему. И целью системы энергоснабжения является минимизация издержек для заданной экономикой производственной программы энергетики [15]. В рамках этого подхода происходит увеличение доли пиковых источников, в том числе за счет изменения режимов работы части тепловых станций, и развитие накопителей энергии [16]. Однако издержки содержания в энергосистеме пиковых электростанций в рыночной экономике не могут быть в полной степени покрыты увеличением цены электроэнергии в периоды максимального спроса на электроэнергию. Эта проблема подробно рассмотрена на примере Нового Южного Уэльса (Австралия), где отпуск электроэнергии в периоды прохождения энергосистемой максимума нагрузок по цене в 18 раз,

превышающей среднегодовую, лишь частично покрывал 400-кратное различие в стоимости электроэнергии, вырабатываемой пиковыми источниками, обеспечивающих 10% пик нагрузки (10% top-power), и базовыми мощностями [17]. Поэтому на протяжении последнего времени достаточно закономерным является смещение предпочтений, отдаваемых развитию накопителей [18], вследствие уменьшения стоимости аккумулирования энергии на 70% в 2010–2017 гг. и прогноза ее дальнейшего снижения на 60% к 2030 г. [19] при отсутствии предпосылок уменьшения стоимости энергомашиностроительной продукции. Развитие систем аккумулирования энергии происходило на протяжении последнего десятилетия значительно более быстрыми темпами по сравнению с пиковой генерацией, несмотря на скачкообразной прирост добычи углеводородов на основе разработок сланцевого газа, снизившем стоимость электроэнергии газовых пиковых электростанций.

Альтернативный подход основывается на взаимоувязке возможностей энергосистемы и потребителей путем адаптации графика потребления в соответствии с технологическими особенностями генерации. Основы управления нагрузками потребителей в отечественной энергетике были заложены в 1930-е гг. за многие десятилетия до начала стремительного развития возобновляемых источников. Только тогда она имела постановку никак не связанную с особенностями графика генерации ВИЭ и оставшуюся актуальной и сегодня для тепловых и особенно атомных электростанций, а именно: минимизация удельных расходов топлива, достижения максимального народнохозяйственного эффекта капитальных затрат в электроэнергетику путем максимизации КИУМ энергосистемы. В результате КИУМ в советской энергосистеме был значительно выше, чем в большинстве развитых стран и в 1,2 раза превосходил сегодняшние значения энергосистемы России (0,559 в 1985 г. и 0,463 в 2014 г.), что позволяло более эффективно использовать ресурсы в электроэнергетике – одной из самых капиталоемких отраслей экономики [20]. Успехи в формировании графика спроса, обеспечивающего сокращение издержек генерации, существенно снизили потребность в пиковых источниках энергии и системах аккумулирования энергии, которые в XX в. реализовывались преимущественно на основе ГАЭС. Поэтому гидроаккумулирование не получило широкого распространения: на территории России функционирует всего одна ГАЭС, которая находится в Московской области и не привязана к регулированию работы определенной АЭС.

В качестве иллюстрации оптимизации энергоснабжения в результате использования возможностей потребителя можно привести разработанный в Министерстве черной металлургии СССР механизм, позволяющий при неизменной (или даже увеличивающейся) установленной мощности электроприемников целенаправленно снижать электропотребление в период прохождения максимума нагрузки (при этом суммарная мощность совокупности электроприемников могла увеличиваться). Для энергосистемы определяющим выступает не суммарная установленная мощность совокупности электроприемников потребителя, а заявленная мощность – фактическое потребление в период прохождения максимума нагрузки. Так, например, на трубном заводе «Лентрубсталь» в 1985 г. суммарная мощность электроприемников составляла 33 МВт. Однако за счет мероприятий по координации интересов энергосистемы и технологических процессов потребителя во время максимума нагрузки потребление электроэнергии не превышало 3,3 МВт. В результате

увеличения потребления в период дневного и ночного провалов нагрузки более 3,3 МВт обеспечивалось время использования заявленной мощности более 8760 часов в году [21].

Первым этапом решения рассматриваемой проблемы являлась корректировка технологических процессов, согласованное изменение графика рабочего времени, перенос времени обеденных перерывов и т.д. Вторым – реализация проектных решений, обеспечивающих разгрузку существующего электроемкого оборудования на один-два часа в сутки. Третьим – разработка нового оборудования, позволяющего увеличивать период снижения электропотребления без ущерба для основного технологического процесса. Если первый этап реализовывался достаточно быстро, то второй и, особенно, третий требовал долгосрочного целеполагания и определял направление технологического развития в отрасли. В результате за счет снижения потребления в период прохождения максимума нагрузки металлургические предприятия принимали на себя функцию регуляторов энергосистемы и обеспечивали фактическое использование заявленной мощности до 12 400 часов в год.

В результате следования первому подходу, эти наработки не востребованы, повышение КИУМ не входит в первоочередные задачи развития отечественной энергетики, и по настоящее время даже в условиях пренебрежимо малого развития возобновляемых источников в России он продолжает снижаться. Об этом свидетельствуют значения коэффициента использования установленной мощности в самый холодный первый квартал года, когда потребление электроэнергии в ЕЭС России максимально (табл. П4.2).

Таблица П4.2

**Показатели производства электроэнергии за первый квартал
и мощности ЕЭС в 2012–2017 гг.**

Год	КИУМ ЕЭС, %	Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	Мощность ЕЭС, МВт
2017	56	287 101	237 455
2016	56	284 658	235 312
2015	56	281 361	232 795
2014	57	280 433	227 547
2013	59	286 100	223 330
2012	62	291 800	219 614

Автору не удалось найти оценки влияния низкой эффективности использования генерирующих мощностей на издержки энергоснабжения отечественных потребителей. Поэтому приведем данные для ОЭС Беларуси (годовой объем выработки преимущественно на основе тепловых электростанций ~ 30 млрд кВт·ч, что не превышает 3% объема генерации в России). В работе [22] обосновано, что годовой эффект повышения эффективности использования мощностей путем выравнивания графика нагрузки составляет 71 млн долл. в год, из которых только 45 млн долл. может быть отнесено на инвестиционную составляющую. Затраты, которые не являются инвестиционной составляющей обусловлены большим удельным расходом топлива в отличных от номинальных режимов с частичной загрузкой; запусками и остановами не только нового, но и ранее эксплуатируемого оборудования, что в свою очередь негативно влияет на ресурс и аварийность энергоблоков; вызывает рост объема ремонтных работ, увеличение доли постоянных затрат на обслуживание электростанций и т.д. Эти сопоставимые с инвестиционной составляющей затраты

являются прямыми потерями. То есть мы имеем дело с мультипликативным эффектом снижения эффективности энергетики, когда на каждый рубль, вложенный в опережающий потребление рост энергетических мощностей, требуется оплатить примерно такой же объем дополнительных не подающихся монетизации прямых потерь, обусловленных технологическими особенностями отрасли. Величина этих издержек не может быть определена в полной мере, и как утверждают авторы [22], не исключено наличие еще не обчисленных составляющих. Еще в меньшей степени подается учету их явно неположительное влияние на динамику электропотребления.

Таким образом, в зависимости от того подразумевается ли взаимоувязка возможностей потребителя и энергосистемы для оптимизации энергоснабжения возможны различные подходы решения вопроса согласования графика нагрузки и режимов работы генерирующих мощностей:

- формулировка технических условий, предусматривающих выдачу мощности по графику задаваемому потребителем;
- не удовлетворения спроса, а его формирование в наибольшей степени приближенного к возможностям генерации путем комплекса реализуемых у потребителя мероприятий.

По сути следование второму подходу является возвращением потребителя в неразрывную технологическую цепочку «производство-потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)». Именно такой подход был положен в основу развития советской энергетической науки, изучающей закономерности, явления, процессы, средства преобразования, распределения и использования всех видов энергии и энергетических ресурсов [23].

В части регулирования нагрузок этот подход обеспечивал оптимизацию эффективности использования установленных мощностей путем стимулирования увеличения потребления в периоды спада спроса, приходящегося преимущественно на ночное время, и снижение потребления в заранее известное время прохождения максимума нагрузки. При появлении в энергосистеме распределенной генерации (установок, подключенных к шинам распределительной подстанции, в том числе на стороне нагрузки, и оснащенной автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой, отключения от энергосистемы и поддержания автономной работы), как зависящей от природных условий, так и позволяющей изменять мощность требуется изменение алгоритма управления. Целесообразным является введение управляющего параметра, изменяющегося во времени и позволяющего корректировать потребление и генерацию регулируемых источников, в зависимости от нагрузки в локальной зоне энергосистемы. Изменение должно происходить не только во времени, но и при переходе от зоны действия одной понизительной подстанции к другой. В результате оптимизации энергоснабжения совокупности потребителей в условиях наличия источников распределенной генерации возникнут предпосылки для формирования отдельных интеллектуальных микросетей (smart microgrid) в зоне действия каждой понизительной подстанции. На первоначальном этапе функцию такого управляющего параметра может выполнять плавающая цена электроэнергии. Заметим, что в условиях хорошо предсказуемой динамикой изменения как спроса, так и генерации, введение изме-

няющейся во времени цены электроэнергии было избыточным требованием. Переменные цены создадут мотивацию потребителей к переносу нагрузок на периоды низкой цены электроэнергии. Микросети на основе плавающей стоимости энергии способны эффективнее регулировать потребление электроэнергии, чем потребитель, принимающий решение о выборе режимов работы электроприемников на основании применяемых в настоящее время зонных тарифов. Поэтому более перспективным подходом к регулированию графика нагрузки является не фиксирование нескольких ступеней стоимости электроэнергии и установка многозонных приборов учета, а управление режимами электротехнических комплексов и систем потребителей на основе плавающей стоимости электроэнергии.

Возможность обработки информации в реальном режиме времени и выработки алгоритмов, позволяющих оптимизировать энергоснабжение в пределах каждой микросети, обеспечат блокчейн технологии. По истечении определенных интервалов времени, например суток, на их основе будут проводиться финансовые взаиморасчеты между всеми участниками, что начинает реализовываться, например, на австралийских платформах Community Grid Project [24] или Power Ledger [25].

В перспективе по мере развития системы сбора и обработки информации для координации характера потребления с возможностями генерации и загруженностью линий электропередач целесообразно введение не скалярного, каковым является цена электроэнергии, а векторного управляющего параметра. Он должен содержать не только мгновенную информацию об издержках генерации и сетевой инфраструктуры по передаче электроэнергии, но и совокупность значений от каждого подключённого к сети электроприемника и генератора о величинах издержек в результате изменения на различных временных интервалах потребления или выработки электроэнергии.

Данный механизм будет способствовать как снижению издержек существующих электростанций в результате обеспечения их работы в оптимальных режимах с минимумом удельного расхода топлива, так и формированию совокупности потребителей, способных корректировать свой профиль потребления исходя из возможностей генерации, значительную долю в которой в перспективе займут ВИЭ. Пока доля ВИЭ не достигнет 7–10% в отечественной энергетике, задача повышения загрузки существующих мощностей, а не приведение потребления в соответствие к стохастическому графику возобновляемых источников является наиболее актуальной. Требования, предъявляемые к потребителям для максимизации КИУМ сегодняшних мощностей и для приема энергии от ВИЭ имеют одинаковую природу. Поэтому развитие энергетики с активной ролью потребителя обеспечит повышение загрузки существующих мощностей, а по мере развития ВИЭ их интеграцию в энергосистему с минимальными издержками.

Источники

1. Global Trends in Renewable Energy Investment. 2017. 90 p. URL: <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2017.pdf> (дата обращения 04.09.2018).
2. Strom-Prognose: EEG-Umlage steigt 2017 auf über sieben Cent pro Kilowattstunde. URL: <http://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-31723-strom-prognose-eeg-umlage-steigt-2017-auf-ueber-sieben-cent-pro-kilowattstunde> (дата обращения 04.09.2018).

3. Renewables 2017. Global Status Report. REN 21. 302 p. URL:http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_2017_Full_Report.pdf (дата обращения 04.09.2018).
4. US PV System Price H2 2016. URL: <https://www.greentechmedia.com/research/report/us-solar-pv-system-pricing-h2-2016> (дата обращения 04.09.2018).
5. International Renewable Energy Agency, 2016, IRENA 2016. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. ISBN 978-92-95111-97-4.
6. Bloomberg New Energy Outlook 2017. URL: <https://bloom.bg/2tpkHZi> (дата обращения 04.09.2018).
7. Utilities increasingly adding low cost wind power to rate base, leaving inefficient coal plants at risk. URL: https://www.moody.com/research/Moodys-Utilities-increasingly-adding-low-cost-wind-power-to-rate--PR_363547 (дата обращения 04.09.2018).
8. Капица П.Л. Энергия и физика Доклад на научной сессии, посвященной 250-летию Академии наук СССР, Москва, 8 октября 1975 г. // Вестник АН СССР. 1976. № 1. С. 34–43.
9. Renewable Energy and Electricity. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx> (дата обращения 04.09.2018).
10. BP Energy Outlook. 2017. 104 p. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf> (дата обращения 04.09.2018).
11. Michael Buchdahl Roth, Going nuclear for climate mitigation: An analysis of the cost effectiveness of preserving existing U.S. nuclear power plants as a carbon avoidance strategy // Energy. 2017. Vol. 131. P. 67–77. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217307491> (дата обращения 04.09.2018).
12. Синяк Ю.В. Выступление на 171 заседании Открытого семинара ИНП РАН «Экономические проблемы отраслей топливно-энергетического комплекса» 27.09.2016.
13. The Economics of Nuclear Power. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (дата обращения 04.09.2018).
14. Некрасов С. А., Зейгарник Ю. А., Шевченко И.С. Гармонизация интересов производителей и потребителей энергии как одно из условий эффективного развития энергетики // Энергетика Татарстана. 2012. № 3. С.74–77.
15. Чернавский С.Я. Успехи и неудачи реформирования российской энергетики / Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2015. 75 с.
16. International Renewable Energy Agency, Adapting market design to high shares of variable renewable energy, 2017. 168 p.
17. 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. URL: <http://aie.org.au/Content/NavigationMenu/Events/PastEvents/> (дата обращения 04.09.2018).
18. Energy Storage – a cheaper and Cleaner Alternative to Natural Gas-Fired Peakers. URL: https://www.ice-energy.com/wp-content/uploads/2016/04/cesa_peaker_vs_storage_2010_06_16.pdf (дата обращения 04.09.2018).
19. New Energy Outlook. Bloomberg New Energy Finance. 2017. URL: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/> (дата обращения 04.09.2018).
20. Грачёв И.Д., Некрасов С. А. Взаимоувязка интересов потребителей и производителей энергии как вектор развития отечественной энергетики // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2015. № 38. С. 2–9.

21. Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А. Е. Информационный банк «Черметэлектро». М.: Электрика, 1995. 400 с. URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10000/index.htm> (дата обращения 04.09.2018).
22. Забелло Е. П., Гуртовцев А.Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 5; № 6.
23. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. 278 с.
24. Сайт платформы Community Grid Project. URL: <https://www.communitygridproject.com.au/faqs> (дата обращения 04.09.2018).
25. Сайт платформы Power Ledger. URL: <https://powerledger.io/> (дата обращения 04.09.2018).

Приложение 5.

Соотношение потребления тепла и электроэнергии и некоторые проблемы теплоснабжения

Согласно [278] единая электроэнергетическая система представляет уникальную техническую систему с вовлеченными в единый технологический процесс производства, трансформации, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии большого количества энергетических объектов, принадлежащих разным собственникам. Однако при рассмотрении вопросов энергоснабжения, как правило, основное внимание уделяется обеспечению электроэнергией, при этом теплоснабжение населенных пунктов занимает второстепенные роли [161, 167, 347]. Объем потребления тепла бытовыми потребителями России кратно выше чем электроэнергии. Рассмотрим соотношение потребления тепла и электроэнергии на примере Московского региона. Приведем в табл. П5.1 данные [5] о централизованном производстве тепловой энергии Московского региона.

Таблица П5.1

Централизованное производство тепловой энергии в Московском регионе, млн Гкал (млрд кВт·ч)

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

Сопоставляя данные табл. П5.1 и П5.3 можно видеть, что соотношение между объемом централизованного производства тепловой и потреблением электрической энергии в 2004 г. составило 2,345 (188 млрд кВт·ч (т)/80,137 млрд кВт·ч (э)). Тепловая энергия является локальным товаром, который полностью потребляется в системе теплоснабжения, поэтому производство тепла с точностью до потерь соответствует его потреблению в системе теплоснабжения в отличие от электроэнергии, которая может быть передана на значительные расстояния.

Введем новый параметр – отношение потребления тепла к полезному потреблению электроэнергии. Данная величина в Московском регионе в 2004 г. 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. П5.1 на величину тепловой энергии, произведенной децентрализованными источниками и индивидуальными теплогенераторами. С учетом массового коттеджного строительства в Московской области с индивидуальными системами теплоснабжения эта величина возрастает достаточно быстро и не отражается в полной мере в отчетных формах, на основе которых составляется топливно-энергетический баланс региона. В России на долю централизованных источников тепла приходится 72% производимой в стране тепловой энергии. Децентрализованные источники занимают 10% рынка тепла. Остальное тепло (18,9% в 2007 г.) производится индивидуальными (автономными) источниками непосредственно в домашних хозяйствах [59].

Из полезного потребления часть электроэнергии расходуется системами теплоснабжения на производство и транспорт тепла. Согласно проведенной Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) выборке из 175 котельных средний расход электроэнергии составляет 35 кВт·ч/Гкал (более 30 кВт·ч (э)/1000 кВт·ч (т)), доходя до 150 и более кВт·ч/Гкал. (130 кВт·ч(э)/1000 кВт·ч(т)) (рис. П5.1). Удельный расход электроэнергии на выработку и транспорт теплоты для большинства котельных существенно превышает нормативные значения, а для 60% котельных превышает максимальное нормативное значение для систем теплоснабжения с малой нагрузкой – 35 кВт·ч/Гкал [60, 249].

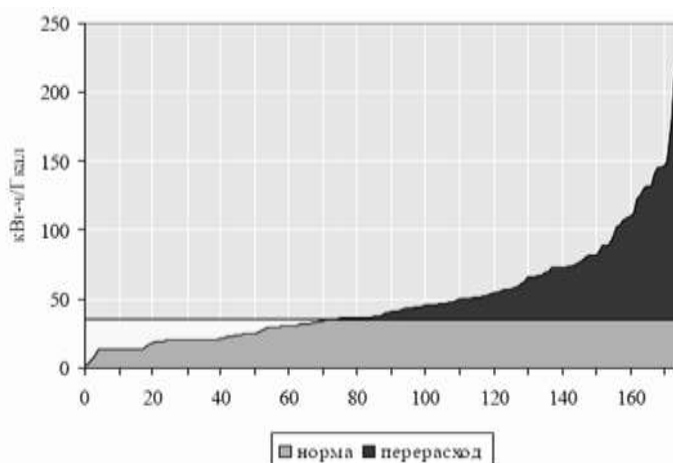


Рис. П5.1. Распределение выборки из 175 котельных по уровню удельных расходов электроэнергии на производство и транспорт тепла

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 распространенное как в домохозяйствах (рефлекторы), так и в сфере услуг, мелкой промышленности, офисных помещениях (тепловые пушки, включенные в режиме подогрева кондиционеры и т.д.). Это потребление будет увеличиваться в результате изъятия из оборота ламп накаливания, которые имея низкий КПД, основную часть потребленной электроэнергии преобразуют в тепло, частично выполняя задачу отопления помещений.

Соответственно замещение тепла, ранее получаемого от ламп накаливания, будет происходить за счет роста использования других нагревательных приборов.

Этот вопрос является не достаточно изученным. Но обратная задача – проблема уменьшения нагрева помещений в странах с жарким климатом в результате использования ламп накаливания и, соответственно синергический эффект от их замены на энерго-сберегающие лампы, в частности, на примере Индии, рассмотрен в [540]. Синергия возникает в результате энергосбережения не только за счет снижения расхода электроэнергии на освещение, но и в результате уменьшения потребности в охлаждении помещений, а также роста производительности труда при более комфортном (прохладном) температурном режиме. Рост значимости последнего фактора в контексте климатических изменений для Австралии обсуждается в [542], а в [541] он количественно оценивается следующим образом: рост температуры на 1°C снижает производительность труда в Гонконге при среднедневной температуре 29°C в строительной отрасли на 0,33%.

С учетом этих замечаний будет происходить примерно следующее распределение потребления 115–129 единиц тепловой и электрической энергии в населенном пункте без электроемких производств:

15–29 единиц – тепло, произведенное 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 [59]);

75 единиц – тепло, произведенное централизованными источниками (на основе данных табл. П5.3 и П5.1);

25 единиц – электроэнергия в том числе 2,25 единицы – электроэнергия на централизованное производство и транспорт тепла, (а с учетом электропотребления децентрализованных и индивидуальных источников не менее 2,5 единицы). Оценка приведена для достаточно эффективных зон теплоснабжения, доля которых не превышает 40%. В остальных 60% случаев расход электроэнергии на производство и транспорт тепла выше и величина превышения нормы может достигать 3–4 кратных величин (на основе [60]).

В результате доля полезно потребленной электроэнергии без учета расходов на теплоснабжение в общем объеме потребленного тепла и электроэнергии составляет менее 20% (22,5/115), а в неэффективных зонах теплоснабжения не превышает 14% (18/129).

Сделаем несколько уточнений.

Значение 20% полезного потребления электроэнергии из общего потребления тепла и электроэнергии получено на основе данных Московского региона, где размещены такие электроемкие производства, как Московский НПЗ, Воскресенский цементный завод, Машиностроительный завод г. Электросталь, предприятия ВПК Королева, Мытищ, Реутово, Химок, Люберец, Фрязино и т.д. Для населенного пункта, где отсутствуют подобные предприятия, это значение будет ниже, например, как было показано ранее доля потребления на напряжении 110 кВ и выше в ОАО «Псковэнерго» в 2009 г. была менее 15% (см. табл. 1.14).

По целому ряду причин в России большинство новшеств внедряется в первую очередь в Москве. Поэтому электровооруженность промышленности и ЖКХ, освещен-

ность улиц, дворов, дорог и т.п., оснащенность электробытовыми приборами домохозяйств в Москве значительно выше, чем за ее пределами.

К примеру, если в Москве большинство жилых домов оборудовано счетчиками расхода тепла и счетчиками расхода холодной и горячей воды, то в Российской Федерации по состоянию на 2010 г. всего 4% домов были обеспечены приборами учета расхода тепловой энергии и около 20% приборами учета холодной и горячей воды [61].

Можно предположить, что происходящие 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.

Приведенные факты позволяют предположить, что без учета электроемких предприятий промышленности при энергоснабжении большинства населенных пунктов Российской Федерации соотношение потребления электроэнергии к объему необходимой тепловой энергии не превышает значения 20:80 и может снижаться до величины 14:86.

Данный феномен столь явное выражение нашел только в России. В качестве доказательства данного утверждения приведем анализ структуры потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) домашними хозяйствами, выполненный в ИНП РАН [62, 63].

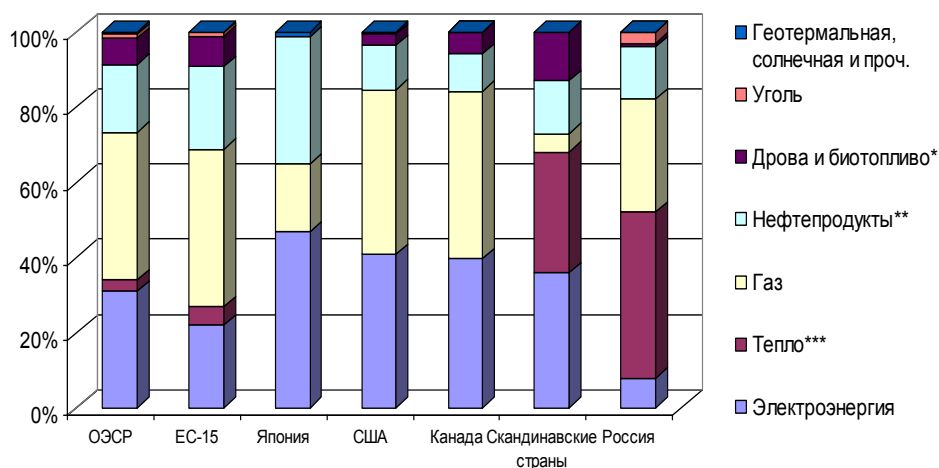


Рис. П5.2. Структура потребления энергии и топлива населением (домохозяйствами) в ОЭСР, ЕС-15, Японии, США, Канаде, скандинавских странах (2003 г.) и России (2004 г.)

Примечания.

* 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.

Сравнение потребления энергии и топлива российскими домохозяйствами с зарубежными способствует лучшему пониманию процесса энергоснабжения населения и выявлению перспектив его развития. При этом необходимо учитывать российскую специфику

ку и правильно подбирать объекты для сравнения. Поэтому следует сравнивать потребление энергии и топлива домохозяйствами в России не только с домохозяйствами развитых стран в среднем, но и с домохозяйствами стран, которые имеют схожие природные условия (Канада, Дания, Финляндия, Швеция).

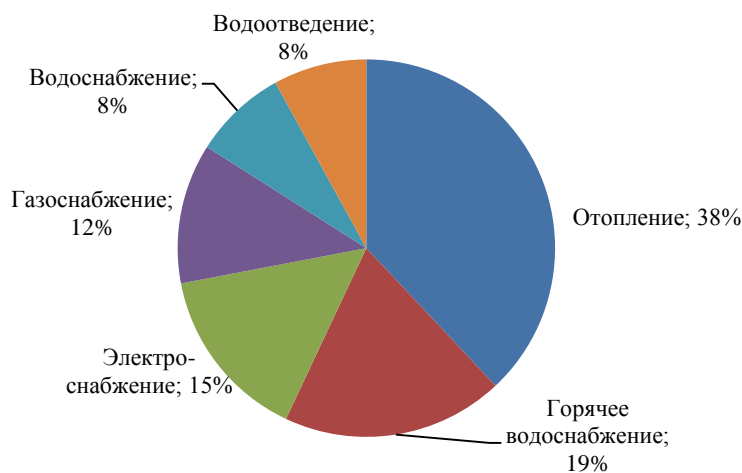


Рис. П5.3. Структура оплаты граждан за коммунальные услуги в среднем по Российской Федерации

Структура потребления энергии и топлива домохозяйствами в ОЭСР, ЕС-15, Японии, США, Канаде и скандинавских странах значительно отличается от существующей в России (рис. П5.2). В России доля потребления энергии и топлива на централизованное теплоснабжение существенно выше аналогичного показателя в других странах и составляет 44%. Соответственно в развитых странах доля электроэнергии в структуре потребления энергии населением значительно больше, чем в России, где эта величина порядка 8%. Для ОЭСР она равна 31%, для ЕС-15 – 22%. В других рассматриваемых странах она находится на уровне 36–47%. Отмеченная четырех–пятикратная более низкая доля электропотребления населением России должна быть принята во внимание при использовании опыта построения энергоснабжения этих стран в условия Российской Федерации [580].

Согласно данным ИНП РАН, 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 гг. оно выросло на 3% за счет роста доли централизованно отапливаемого жилого фонда, которая, по данным статистики, в 2007 г. составила 81% [249]. Согласно [198] (рис. П5.3) затраты на приобретение тепла населением кратно превышали затраты на оплату электроэнергии (57:15). Таким образом, величина теплоснабжения домашних хозяйств является определяющей по объему, а также в сумме платежей населением за потребление энергии.

Поэтому в Российской Федерации проблемы электроснабжения должны неразрывно решаться 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. Вследствие фрагментарности организации

энергоснабжения населенных 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, коммунальная теплоэнергетика – в сферу компетенции Министерства регионального развития [277]. Электро и теплоснабжение развиваются без необходимой координации, и различие начинается от субъектности заказчика, определяющего их направление развития, выбор технических решений, техническое задание и всё последующее выполнение работ. Законодательно утверждено независимое составление и реализация Схем и программ развития электроэнергетики *регионов* и Схем теплоснабжения *городов*. Соответственно, координация этих искусственно разделенных, но по сути неразрывно связанных процессов предполагает создание структуры, согласовывающей управленческие решения, бюджетирование и другие административные вопросы различных субъектов: региона и города. То есть требуется согласование *регионального* и *муниципального* уровней власти для модернизации любого теплоисточника в случае начала генерации им электроэнергии. И бюрократические вопросы могут быть решены в большинстве случаев только при привлечении более высокого уровня власти.

Некоторым исключением являются территориальные генерирующие компании (ТГК), определяющие режимы работы крупных ТЭЦ. Однако ТГК принимают участие в обеспечении энергопотребления только определенных 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 т.д.), а также населенные 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.

В России электроэнергетика теснейшим образом связана с теплоснабжением: на тепловых станциях производится более 60% электрической и почти 32% 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 объемами 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 объемами производимой электрической и тепловой энергии значительно

изменяется. Например, в 1978 г. удельная выработка электроэнергии при отпуске 1 Гдж тепла ТЭЦ составляла 150–160 кВт·ч [9] или 0,63–0,67 тыс. кВт·ч/Гкал. Рассмотрим изменение данного соотношения с течением времени. В табл. П5.2 [4] представлено соотношение объемов произведенной электрической и тепловой энергии за 2008 г. на всех ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», находящихся на территории Москвы и Московской области. В 2008 г. отношение производства электрической к тепловой энергии составило 1,19 Вт электроэнергии/1 Вт тепла или 1,03 тыс. кВт·ч (э)/Гкал, увеличившись за 30 лет более чем в полтора раза. В результате за счет 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%.

Таблица П5.2

Технологическая структура ОАО «Мосэнерго» (2008 г.)

Энергообъекты	Выработка электроэнергии, млнкВт·ч	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, тыс. Гкал	Отношение произведенной 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

Снижение доли электроэнергии, производимой в комбинированном режиме, и роста конденсационной выработки является прогрессирующей закономерностью не только в Москве, но и в России. Согласно Отчету СО ЦДУ за 2009 г., в 2008 г. прирост выработки электроэнергии тепловыми электростанциями составил 32,2 млрдкВт·ч. Около 54% прироста было обеспечено энергоблоками 150–1200 МВт, работающими в основном на газомазутном топливе. За счет роста конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ обеспечено 33,8% прироста выработки. Вследствие опережающего роста выработки электроэнергии по сравнению с отпуском тепла, доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу снизилась на 1,6%. Указанные факторы привели к росту в среднем по ТЭС удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию в 2008 г. по сравнению с 2007 г. на 2,3 г/кВт·ч (с 332,9 до 335,2 г/кВт·ч) [4].

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. Приведенный к оптимальному значению коэффициент теплофикации на определенный 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, произведенной в конденсационном режиме, что ведет к ухудшению удельных показателей существующей теплофикационной системы.

Характерной чертой является сокращение данного временного интервала за счет 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 определенного источника.

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

Теплоснабжение является самой энергоемкой частью энергоснабжения Российской Федерации. В 2005 г. доля России в мировом централизованном производстве тепла составляла 44% [60]. Перечислим основные системные проблемы 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 счет промышленности, транспорта и сельского хозяйства, в которых объем 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 гг. жилищный фонд вырос на 8%, доля жилого фонда, оборудованного системами централизованного теплоснабжения выросла с 73 до 80%, доля населения, обеспеченного ГВС, – с 59 до 63%, однако потребление тепла в жилом секторе не выросло и определялось в большей степени характеристиками отопительного сезона, чем этими факторами;
- рост спроса на тепло за счет нового строительства только компенсировал снижение объемов реализации тепла существующим потребителям по мере снижения ими потребления, а также за счет роста оснащенности жилых зданий приборами учета тепло-

вой энергии, и соответствующего приведения выставленных в счетах объемов отпуска тепла реально потребленному, а не расчетному, 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. Практически во всех секторах экономики происходили процессы замещения тепла от централизованных источников другими источниками. Особенно значительно доля централизованного тепла снизилась в промышленности: с 35% в 2000 г. до 31% в 2006 г. В результате после 1990 г. ТЭЦ потеряли треть своей прежней ниши тепла (примерно 300 млн Гкал/год). Возрождение промышленности после 2000 г. не позволило вернуть эту часть рынка. Примерно такой же сегмент рынка потеряли котельные, в основном промышленные. С 2000 г. 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 привел к росту доли индивидуальных установок с 13,7% в 1990 г. до 18% в 2000 г. и до 20% в 2006 г. за счет снижения доли централизованных источников [60].

Среди вопросов, повышающих риски роста издержек теплоснабжения и требующих первоочередного решения, необходимо выделить: отсутствие перспективных Генеральных планов, муниципальных энергетических планов и обновленных схем теплоснабжения в подавляющем большинстве населенных 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% всех затрат в системах теплоснабжения); возросшие потери в тепловых сетях. В результате при неизменности отпуска тепла, его полезное потребление в абсолютных величинах снизилось в 2000–2008 гг. [60]. Практически во всех локальных системах теплоснабжения (за очень редким исключением) отмечается значительный (20% и более) избыток располагаемых мощностей, определенный с учетом 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% ее избыток составляет 12 тыс. Гкал/час, или 22%. Многие новые источники теплоснабжения строятся с огромным и необоснованным запасом мощности. Избыточное резервирование мощности существенно удорожает эксплуатацию таких систем [249].

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 г. 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 твер-

дом топливе, 6,5 тыс. на жидком, более 32 тыс. на газе, остальные на местном топливе [61]. В России работает 705 котельных мощностью более 100 Гкал/час, 2847 котельных мощностью от 20 до 100 Гкал; 14358 котельных мощностью от 3 до 20 Гкал. [60], 332 ТЭЦ общего пользования и 253 промышленных ТЭЦ. Суммарная протяженность 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 г. 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%, доля промышленности равна 38%, сферы услуг – 8%, сельского хозяйства – 3% [273].

Таблица П5.3

**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 бюджетной сферы	7,15	11
Промышленность	20,89	33
Коммунальное хозяйство	2,4	4
Коммунальный транспорт	1,21	2
Итого	62,893	100%

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 млн до 10 млн Гкал в год; средние – сотни городов с потреблением от 0,5 млн до 2 млн Гкал в год; малые – более 40 тыс. поселений с потреблением тепла от централизованных источников менее 0,5 млн Гкал в год [249].

В общем потреблении тепла и электроэнергии населенными пунктами Российской Федерации доля энергии на цели теплоснабжения, включая электроэнергию на функционирование систем теплоснабжения, превышает 80%. Основным потребителем тепла является жилье. Например, в Московской области согласно [48], самым крупным потребителем тепловой энергии в городской застройке является жилой фонд, доля которого составляет 40% (табл. П5.3) [48]. В ряде регионов (Приморье, Хабаровск, Якутия, Еврейская автономная область) порядка 70% тепла потребляется жилищным сектором [304]. В результате рассмотрения энергетического комплекса региона с точек зрения различных ведомственных институтов 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, поселках городского типа и сельских поселениях.

Приложение 6.
О независимости ЧЧИМ от состава оборудования
генерирующих мощностей

Достаточно традиционным являлись следующие положения: 1) «Использование атомной энергетики сопровождается ростом ЧЧИМ»; 2) «Применение ВИЭ снижает эффективность использования установленной мощности».

Низкая стоимость производимой электроэнергии и сложность изменения режима работы определили, что оптимальным для работы энергосистемы с АЭС является передача на АЭС всей базовой нагрузки. Реализованные проекты АЭС рассчитаны на надежную эксплуатацию в базовом режиме с мало меняющейся нагрузкой. В переменном режиме (полупиковом, пиковом) их работа по соображениям надежности нежелательна [404]. ЧЧИМ атомной энергетики в мире в 2008 г. составило 6787 час/год, что существенно выше данного параметра для всей энергетики (4131 час/год) (табл. Пб.1).

Для возобновляемых источников энергии (далее рассматриваются ВИЭ без учета ГЭС), эффективность использования которых ограничивается природными факторами, ЧЧИМ составило за тот же период только 2687 час/год (табл. Пб.1).

Таблица Пб.1

Производство электроэнергии, мощность и ЧЧИМ мировой энергетики (2008 г.)

	Генерация млрд кВт·ч	Мощность ГВт	ЧЧИМ час/год
Вся энергетика,	19 103,196	4 624,767	4131
в том числе:			
АЭС	2 568,220	378,401	6787
ВИЭ без ГЭС	535,082	199,165	2687

Проведем сравнение ЧЧИМ стран обладающих атомной энергетикой со странами не использующие АЭС, а также со странами с различным уровнем использования ВИЭ. В связи с более высоким ЧЧИМ АЭС, а так же высоким уровнем развития стран обладающих атомной энергетикой логично было бы ожидать значительно более высокое значение ЧЧИМ в этих странах.

На рис. Пб.1 и в первой колонке табл. Пб.2 проранжированы все страны (31 страна), располагающие атомной энергетикой в порядке возрастания доли мощности АЭС, которая меняется от 1% в Китае (№ 1 на рис. Пб.1) до 35% в Бельгии и 54% во Франции (№ 30 и 31 на рис. Пб.1; соответствие номеров и стран указан в табл. Пб.2). Нижняя возрастающая кривая пропорциональна доли АЭС в мощности энергосистемы. То есть среднее значение ЧЧИМ не зависит от доли АЭС в энергетике государства (отсутствие тренда среднего ряда, уравнение тренда представлено на рис. Пб.1); увеличение доли атомной энергетики приводит к снижению ЧЧИМ неатомных станций, что обусловлено необходимостью регулирования графика потребления электроэнергии.

**Основные параметры энергосистем,
составляющих 95,38% мощности мировой энергетики (2008 г.)**

№ п/п	Страны с АЭС	Доля АЭС в мощности	Мощность энергосистемы, ГВт	ЧЧИМ, ч/год	ЧЧИМ АЭС, ч/год	Страны без АЭС	Мощность энергосистемы, ГВт	ЧЧИМ, ч/год
1	Китай	0,01	797,1	4041	7292	Италия	98,6	2991
2	Бразилия	0,02	104,0	4375	6961	Австралия	55,5	4364
3	Нидерланды	0,02	24,9	4074	7767	Иран	53,0	3808
4	Индия	0,02	177,4	4429	3196	Турция	41,8	4516
5	Пакистан	0,02	19,8	4438	3764	Таиланд	40,7	3417
6	Мексика	0,02	57,2	4290	6823	Саудовская Аравия	39,2	4891
7	Аргентина	0,03	31,0	3727	6840	Польша	32,7	4471
8	ЮАР	0,04	44,1	5407	6287	Норвегия	30,8	4536
9	Румыния	0,06	21,8	2851	7551	Индонезия	27,8	5078
10	Испания	0,08	93,5	3138	7607	Египет	23,4	5290
11	США	0,10	1010,2	4078	8002	Венесуэла	23,1	5109
12	Россия	0,10	224,2	4390	6634	Малайзия	23,0	4001
13	Канада	0,10	127,6	4953	6688	Австрия	20,8	2977
14	Армения	0,12	3,2	1856	6221	Казахстан	18,7	4050
15	Тайвань	0,13	40,7	5440	7632	ОАЭ	18,5	4389
16	Великобритания	0,13	85,6	4227	4542	Португалия	15,8	2729
17	Германия	0,15	139,3	4270	6886	Филиппины	15,7	3660
18	Финляндия	0,16	16,6	4424	8165	Греция	14,3	4137
19	Швейцария	0,17	19,4	3318	8172	Вьетнам	13,9	5052
20	Япония	0,17	280,5	3619	5116	Колумбия	13,4	3808
21	Болгария	0,20	9,7	4320	7735	Чили	13,1	4586
22	Чехия	0,21	17,7	4422	6708	Гонконг	12,6	2829
23	Словения	0,22	3,0	5128	8967	Дания	12,5	2746
24	Южная Корея	0,22	79,9	5236	8095	Израиль	11,7	4537
25	Венгрия	0,22	8,6	4381	7256	Узбекистан	11,6	4059
26	Литва	0,25	4,7	2636	7932	Сингапур	11,0	3581
27	Украина	0,26	54,1	3350	6093	Кувейт	10,9	4445
28	Швеция	0,26	33,9	4274	6791	КНДР	9,5	2370
29	Словакия	0,30	7,4	3715	7213	Новая Зеландия	9,4	4509
30	Бельгия	0,35	16,8	4680	7432	Сербия	8,7	3980
31	Франция	0,54	117,8	4599	6600	Парагвай	8,1	6749

На рис. П6.2 проранжированы в порядке убывания мощности ЧЧИМ 108 энергосистем без АЭС, мощность которых превышает 0,4 ГВт. Первый номер соответствует Италии (98,6 ГВт), 108-й – Габону 0,415 ГВт (синяя линия). Красными точками показаны соответствующие установленные мощности этих энергосистем. Горизонтальная линия тренда рис. П6.2 указывает на отсутствие значимого изменения ЧЧИМ с убыванием мощности энергосистемы. Суммарная установленная мощность не рассматриваемых в данной выборке 74 стран с мощностью менее 400 МВт составляет 8,77 ГВт и не влияет на полученные выводы.

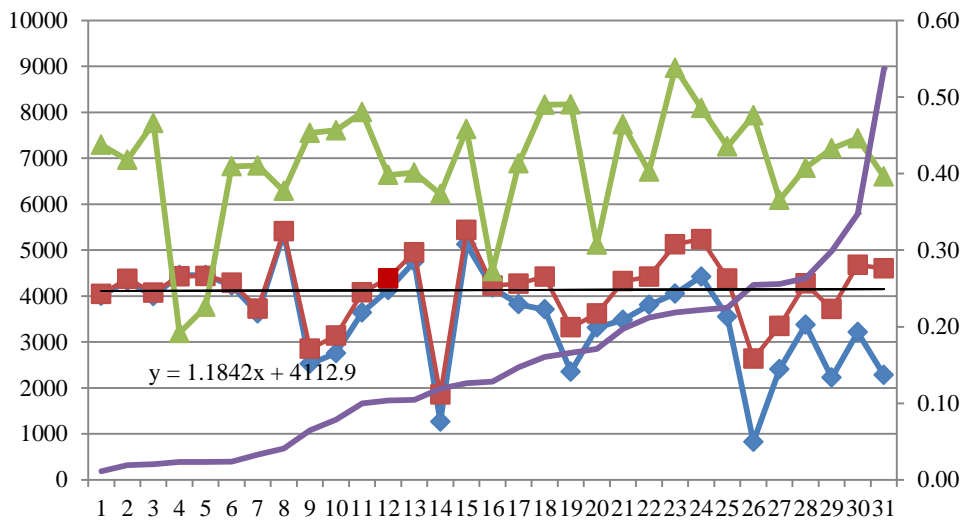


Рис. Пб.1. ЧЧИМ в странах с атомной энергетикой (верхний ряд – ЧЧИМ АЭС, средний – ЧЧИМ всей энергетике, нижний ЧЧИМ не атомных мощностей), по оси абсцисс страны расположены в порядке возрастания доли мощности АЭС в энергетике, величину которой показывает возрастающая кривая (правая шкала), левая шкала – ЧЧИМ (час/год)

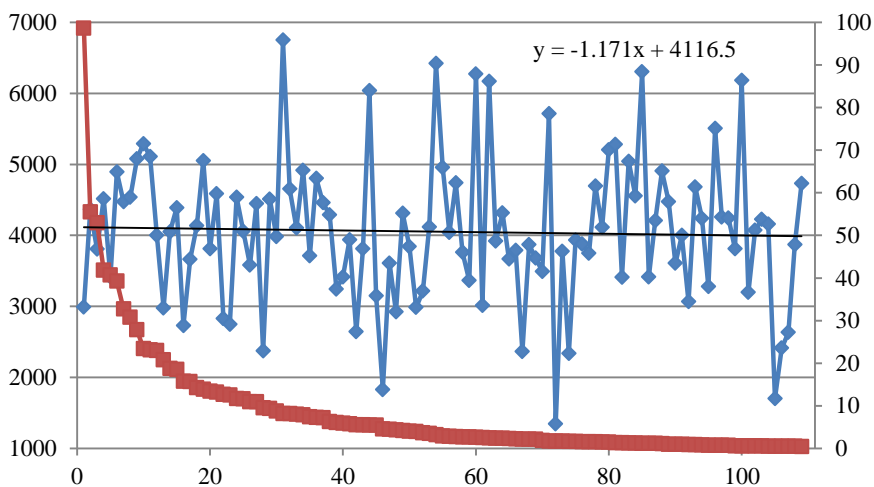


Рис. Пб.2. Зависимость ЧЧИМ от мощности энергосистемы в странах, не располагающих атомной энергетикой (левая шкала час/год), красные точки – соответствующие установленные мощности энергосистем (правя шкала ГВт), абсцисса – номер страны в порядке ранжирования по мощности энергосистемы

Далее рассмотрим, существует ли зависимость между долей энергии, вырабатываемой на основе ВИЭ (без ГЭС) и ЧЧИМ энергосистем различных стран. Как было отмечено ранее (см. табл. Пб.1) нагрузка ВИЭ значительно ниже, чем энергетических мощностей традиционной энергетики, что позволяет предположить снижение ЧЧИМ по мере роста доли ВИЭ в производстве электроэнергии.

ВИЭ являются относительно новым видом источника энергии и поэтому только в 86 странах мира доля ВИЭ отлична от нулевого уровня. Все эти страны проранжированы на рис. П6.3 по убыванию доли ВИЭ. Доля ВИЭ в производстве электроэнергии каждой страны представлена набором точек нижней равномерно убывающей (красной) кривой от 30% до нулевого значения. Первая точка соответствует доле электроэнергии, полученной в Дании из возобновляемых источников.

Линия тренда на рис. П6.3 свидетельствует об отсутствии предполагаемой убывающей зависимости между долей ВИЭ в производстве электроэнергии и ЧЧИМ энергосистем. По-видимому, объяснением является тот факт, что ВИЭ развивается преимущественно в высокотехнологичных странах, экономика которых обеспечивает более высокую эффективность использования энергетических мощностей.

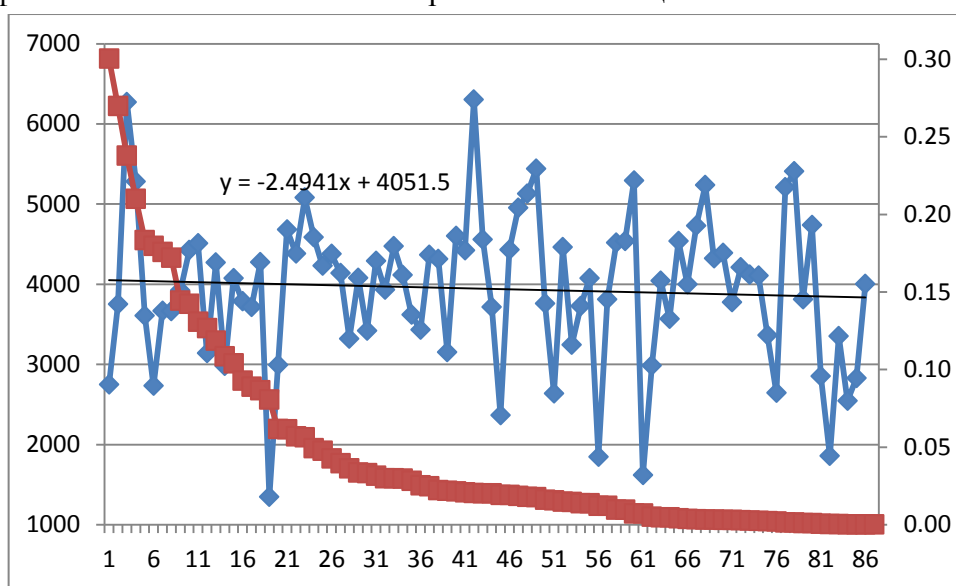


Рис. П6.3. ЧЧИМ (левая шкала час/год) и доля ВИЭ (правая шкала) в производстве электроэнергии всех стран мира, абсцисса – номер страны в порядке ранжирования по доле ВИЭ в производстве электроэнергии

Построим совместно на одном графике три числовых ряда (рис. П6.4):

- 1) средний числовой ряд ЧЧИМ стран, обладающих АЭС представленных на рис. П6.1 (пунктирная линия);
- 2) ЧЧИМ 111 энергосистем без АЭС с установленной мощностью более 0,4 ГВт из рис. П6.2 (серая линия);
- 3) ЧЧИМ 86 стран, использующих ВИЭ из рис. 3 (черная линия).

Уравнения трендов, представленные на рис. П6.4, показывают, что по состоянию на 2008 г. погрешность совпадения ЧЧИМ стран с атомной энергетикой, стран без АЭС, а также стран с ВИЭ (среднее уравнение тренда) составляет не более 2%.

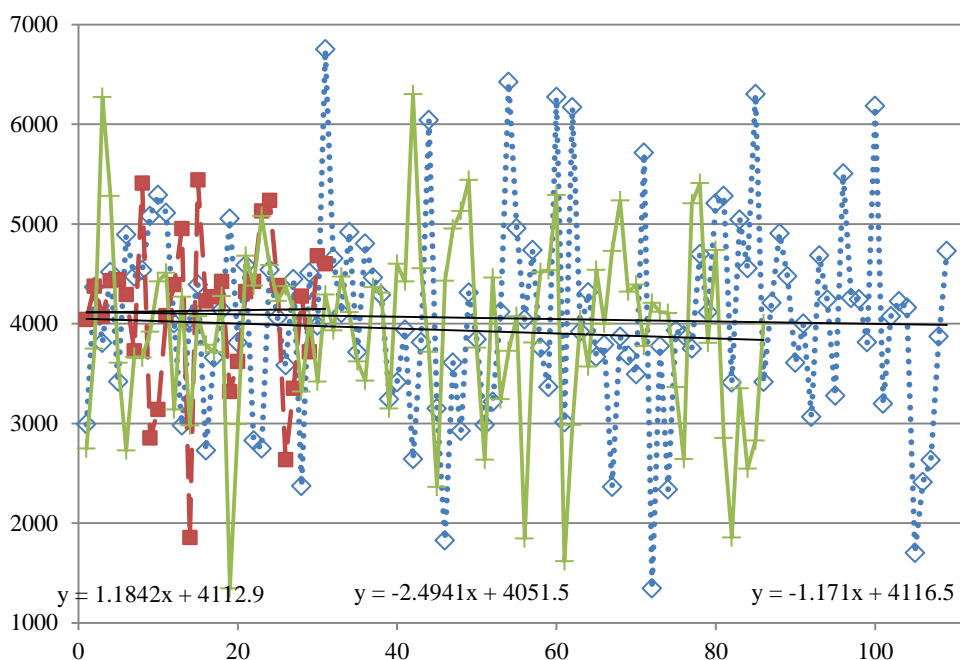


Рис. Пб.4 ЧЧИМ в зависимости от доли атомной энергетики (штрих-кривая, средний ряд рис. Пб.1 и левое уравнение тренда), 86 стран с уровнем ВИЭ выше нулевого (сплошная линия, крестики, среднее уравнение тренда) и 116 стран без АЭС (пунктирная кривая, правое уравнение тренда), абсцисса – номер страны в порядке ранжирования по соответствующему параметру

Проверим, насколько стабильными во времени являются полученные закономерности. С этой целью определим среднее ЧЧИМ для четырех лет (2005–2008 гг.) для следующих групп стран: страны с АЭС, 116 стран без АЭС с мощностью энергосистемы более 0,4 ГВт и стран лидеров по использованию ВИЭ с долей ВИЭ в производстве электроэнергии по состоянию на 2008 г. более десяти, пяти и одного процента (табл. Пб.3). Таким образом, ЧЧИМ каждой группы стран является стабильной величиной на рассматриваемом 4-летнем интервале времени. Можно утверждать только об увеличении ЧЧИМ стран, не обладающих АЭС; рост доли ВИЭ не оказывает значимого влияния на снижение ЧЧИМ в странах лидерах по развитию возобновляемой энергетики; величина ЧЧИМ в значительно большей степени определяется возможностью экономики равномерно использовать производимую электроэнергию, чем различием технологических возможностей мощностей (см. табл. Пб.1), из которого состоит каждая энергосистема.

Таблица Пб.3

Динамика среднего ЧЧИМ стран с различным составом энергетических мощностей (час/год в 2005–2008 гг.)

Группа стран	2005	2006	2007	2008
31 страна с АЭС	4153	4141	4200	4132
116 стран без АЭС	3946	3948	4005	4052
15 стран, где доля ВИЭ по состоянию на 2008 г. выше 10%	3894	4015	3971	3935
23 страны, где доля ВИЭ на 2008 г. выше 5%	3862	3872	3929	3881
60 стран, где доля ВИЭ на 2008 г. выше 1%	3969	3980	4002	3986

Таким образом, проведенный анализ стран указывает, что сделанное в начале раздела утверждение о более высоком ЧЧИМ в странах с атомной энергетикой и низком в странах с ВИЭ не может быть объяснен только технологическими возможностями атомных станций или ВИЭ (во всяком случае пока доля ВИЭ в объеме генерации не превышает 20%), а определяется возможностью совокупности электротехнических комплексов и систем обеспечить равномерность потребления.

Подтверждением является достижение энергетикой СССР в 1940 г. ЧЧИМ 4312 ч/год, которое было превышено в Великобритании спустя более полувека – в 1992 г. ЧЧИМ энергетики Франции достигло данного уровня только в 1995–1996 гг. и уверенно его перешагнуло в XXI в. (при условии, что доля АЭС в производстве электроэнергии Франции превышает 73,5%, начиная с 1988 г.). Данный уровень ЧЧИМ до сих пор не достигнут энергетикой Японии. Столь высокий показатель был достигнут на энергетическом оборудовании с параметрами не выше следующих показателей: максимальная мощность ТЭС 350 МВт (Новомосковская и Зуевская электростанции); максимальная единичная мощность энергетического оборудования 100 МВт; давление пара не выше 30 Атм и температура до 425 °С; раздельная работа шести энергосистем на напряжении не выше 110 кВ. Более высокие напряжения использовались только в единичных проектах (напряжение 154 кВ – для выдачи мощности Днепровской ГЭС (1932 г.), 220 кВ – Свирской ГЭС (1933 г.)).

В конце 1940 г. была сооружена первая межсистемная связь 220 кВ Днепр–Донбасс и было организовано *Объединенное диспетчерское управление* (ОДУ) Южной энергосистемы (воссоздано в 1944 г.). В последующем в 1942 г. было создано ОДУ Урала для координации работы трех районных энергетических систем: Свердловской, Пермской и Челябинской. ОДУ Центра было создано в 1945 г. Особое развитие в 1931–1940 гг. получила теплофикация; в 1940 г. мощность ТЭЦ достигла 2 млн кВт, увеличившись по сравнению с 1930 г. в 9,5 раза при росте мощности всех электростанций страны в 4 раза. Доля выработки электроэнергии на жидком топливе снизилась в 1940 г. до 1,6% за счет увеличения производства на антрацитовом штыбе и местных (подмосковном, уральском, сибирском и среднеазиатском) углях и торфе. Удельный расход условного топлива на выработанный киловатт-час снизился с 0,81 кг в 1930 г. до 0,6 кг в 1940 г. Коэффициент электрификации силового привода достиг 84% [376]. Высокие показатели ЧЧИМ были достигнуты при развитии не только промышленных, для которых характерно стабильное электропотребление, но и коммунальных и бытовых потребителей. Отпуск электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания в городах увеличился с 1,4 млрд кВт·ч в 1930 г. до 6,7 млрд кВт·ч в 1940 г.

Достижение в 1950 г. энергетикой СССР ЧЧИМ 4650 час/год было обеспечено на следующем оборудовании: типовым агрегатом для новых ТЭС в конце 1940-х гг. стал турбогенератор 100 МВт; наибольшая мощность ТЭС в 1950 г. составила 400 МВт; доля агрегатов высокого давления с 3% в 1940 г. увеличилась до 20% общей мощности ТЭС в 1950 г. [376]. Расчетными инструментами в это время были обычные счеты, логарифмические линейки и арифмометры «Феликс» [377].

На основе сопоставления эффективности использования оборудования и технологического уровня отечественной энергетики в начале 2010-х и 1940-х гг., можно сделать следующие выводы:

- системный подход к построению энергоснабжения, обеспечивающий рост эффективности использования генерирующих мощностей, существенно более значимым для стратегической энергетической безопасности и гармоничного развития российской экономики в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии;
- ЧЧИМ определяется возможностью совокупности потребителей обеспечить равномерный спрос на электроэнергию, а не техническими возможностями генерации.

Приложение 7.

Оценка влияния массового внедрения электромобилей на объемы потребления электроэнергии

Развитие электротранспорта окажет влияние на электропотребление, прогнозированию которого уделяется большее внимание [575]. В Прогнозе роста электропотребления на электроснабжение электромобилей в Мире в период 2016–2050 гг., составленном в Институте проблем энергетики [509] представлена аргументация, что после 2025 г. возникнет новый тип электропотребителей. В результате качественных изменений в развитии электромобилей произойдет рост потребления электротранспортом к 2050 г. до 8,7 трлн кВт·ч, что составляет значимую величину – треть от текущего электропотребления в Мире. В рамках топливно-энергетического баланса рост потребления электроэнергии электромобилями является результатом замещения потребления светлых моторных топлив (СМТ) на электроэнергию.

Расход электроэнергии легковым электромобилем составляет 0,18 кВт·ч/км [507], что эквивалентно расходу СМТ 5–6 л/100 км. Расход электроэнергии электроавтобусом аналога MAN Lions City на 94 чел. составляет 0,9 кВт·ч/км (расход самого автобуса 28 л бензина/100 км) [508]. Пересчитаем исходя из этих пропорций эквивалент 8,7 трлн кВт·ч в СМТ:

$0,18 \text{ кВт}\cdot\text{ч} - 0,05-0,06 \text{ л СМТ}$ результат замены ДВС на электропривод легкового транспорта или

$0,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч} - 0,28 \text{ л СМТ}$ результат замены ДВС на электропривод автобусов.

Найдем результат замещения 8,7 трлн кВт·ч на СМТ

$8,7 \text{ трлн кВт}\cdot\text{ч} - X \text{ л СМТ}$.

Из пропорции получаем

$X = 2,7 * 10^{12} \text{ л}$ или 2,7 млрд т.

Аналогичная величина может быть получена исходя из теплотворных характеристик СМТ и КПД двигателей.

Сопоставим полученное значение с текущим и прогнозным потреблением нефти в мире.

Этот объем превышает 61% текущего годового потребления нефти в Мирове, которое составляет 4,4 млрд (при предположении 100% выхода СМТ).

Рост потребления нефти исходя из данных World energy outlook к 2050 г. не превысит 30% (рис. П7.1). Рост потребления бензина будет обеспечен странами не ОЭСР и в итоге в мире суммарно составит те же 30% (рис. П7.2). Поэтому далее будем предполагать, что объем потребления нефти и СМТ вырастут к 2050 г. на 30%.

То есть в случае достижения к 2050 г. замены светлых моторных топлив в объеме 2,7 млрд т из предполагаемых $4,4 * 1,3 = 5,7$ млрд т произойдет не рост потребления нефти, а снижение. В итоге загрузка современных добывающих мощностей и мощностей НПЗ в части получения СМТ снизится на 30–40%. Это приведет к снижению цен на нефть и, как и положено для любой системы с положительной обратной связью, к увеличению сроков перехода на электротягу на неопределенное время.

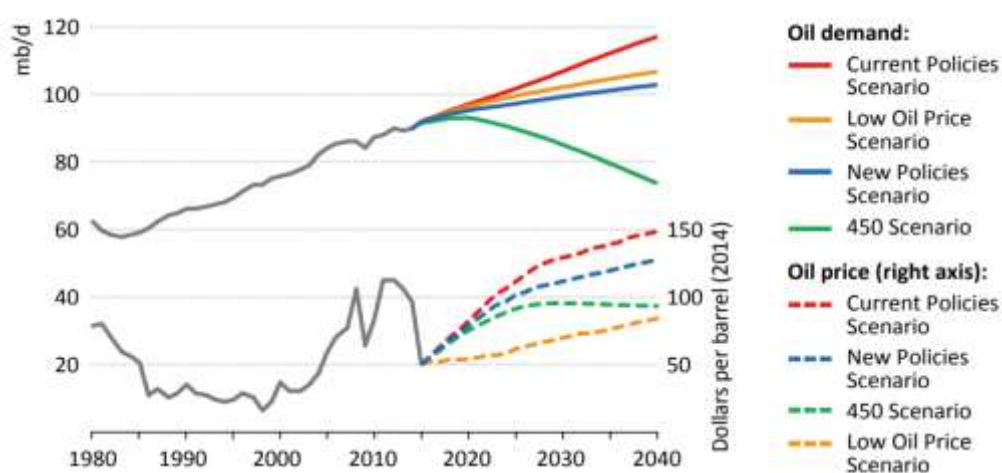


Рис. П7.1. Динамика добычи нефти.

Источник: World energy outlook 2015.

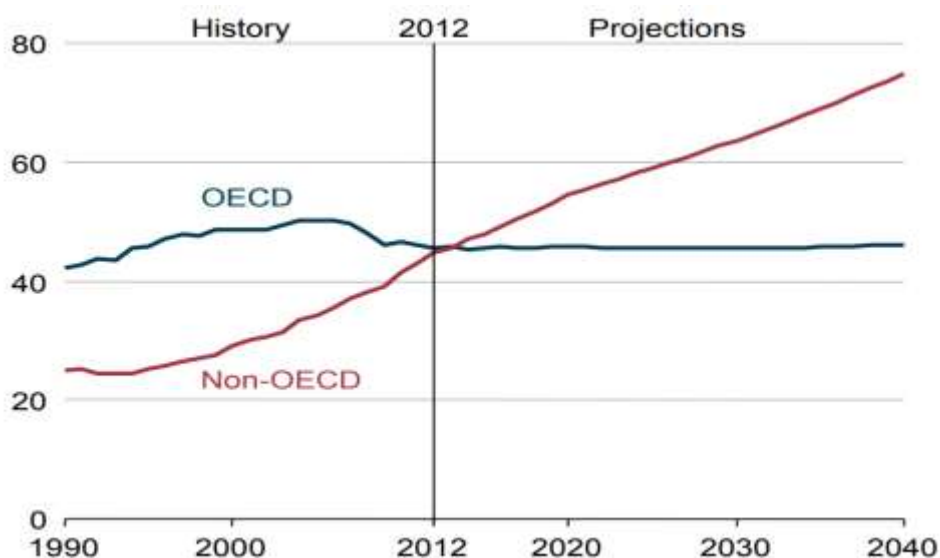


Рис. П7.2. Динамика потребления бензина

Источник: World energy outlook 2016.

Теперь предположим, что все текущее потребление СМТ, получаемых из 4,4 млрд т нефти будут вытеснены электроэнергией автомобиля.

4,4 млрд т нефти при 100% переработке в СМТ соответствует 14,5 трлн кВт·ч в год. или 56% от сегодняшнего объема генерации электроэнергии, или ~1/3 от прогнозного значения 2050 г. Это невозможно по следующим причинам.

Потребление нефти нефтехимической отраслью с получением масел, пластиков, искусственных волокон и т.п., мазута, гудрона, асфальта, нефтяного кокса и т.д. останется и будет развиваться вне зависимости от роста электромобильного транспорта, а возможно и более высокими темпами вследствие снижения негативного влияния автомобильной отрасли на окружающую среду. Поэтому в качестве оценки примем, что в бензобаки заливается только часть добываемой нефти в виде СМТ. Оценим ее в 50%.

При 30% росте добычи нефти к 2050 г., ее объем будет составлять 5,75 млрд т. в год. Выход 50% СМТ будет составлять около 2,9 млрд в год. Это эквивалентно 9,56 млрд кВт·ч. *При замене 40% автопарка на электромобили потребление электроэнергии автотранспортом будет составлять порядка $9,56 * 0,4 = 3,8$ млрд кВт·ч, что не более 16% от текущего потребления электроэнергии в мире.*

Данное значение больше, вышеприведенного значения, рассчитанного для суммарного эффекта перевода легкового и коммерческого автотранспорта на электротягу в объеме 2,4 трлн кВт·ч, потому что включает в себя всех потребителей СМТ. А это дополнительно сельскохозяйственная, военная и спец техника, авиация и т.п.

Перспектива замещения СМТ на электротягу в этих отраслях является еще слабоизученным вопросом. Поэтому ранее полученное значение 2,4 трлн кВт·ч (10% текущего электропотребления в мире) более корректно. Оно было получено при сделанном по умолчанию допущении об отсутствии появления качественно новых технологий в результате научно-технического прогресса (НТП). Однако, подобное допущение при рассмотрении длинноволновых процессов не корректно, что приводит к необходимости корректировки не учтенной ранее третьей системной неточности.

Как справедливо указано в [509] в области технологий электромобилестроения происходят качественные изменения, приводящие к появлению новых технических решений и снижению стоимости в частности самой капиталоемкой части электромобиля – аккумулятора. За 2010–2016 гг. стоимость аккумулятора снизилась на 80% [506], а за 2017 г. – еще дополнительно на 17%. Но НТП не замкнут только на электромобили. Технологии производства солнечных элементов развиваются в направлении перехода от кремниевых пластин к тонкопленочным подложкам, ориентированным на преобразование рассеянного света. Динамики стоимостных показателей в областях фотовольтаики и систем аккумулярования имеют общие тенденции. Поэтому в краткосрочной перспективе следует ожидать появление конструктивных элементов корпусов автотранспортных средств с интегрированными покрытиями фотовольтаики.

Еще одним направлением фотовольтаики является нанесение прозрачных покрытий на стекла. В итоге весь корпус автомобиля, включая остекление, будет представлять преобразователь солнечного света в электроэнергию. При сегодняшнем КПД серийно вы-

пускаемых солнечных панелей, 1 кВт их установленной мощности обеспечивается 6,5 м² поверхности.

При вертикальном расположении фотоэлементов среднегодовая эффективность выработки электроэнергии меньше чем при горизонтальной ориентации на 10–30%. По мере увеличения широтности местности при эксплуатации фотоэлементов, это различие сокращается. Поэтому представляет интерес покрытие фотоэлементами не только горизонтальных (крыша, капот), но и вертикальных поверхностей (двери, крылья и т.п.).

В итоге легковой автомобиль представляет собой от 7 до 12 м² регулярно очищаемой автовладельцем от загрязнений горизонтальной, вертикальной и наклонных поверхностей, которые могут быть использованы для выработки электроэнергии на основе солнечных элементов.

С точки зрения генерации электроэнергии на основе солнечной энергетики, автомобиль это 1–1,5 кВт солнечных панелей. При сегодняшнем ЧЧИМ солнечных панелей 1200 час/год, это выработка 1,2–1,8 МВт·ч в год. В сделанных выше допущениях 15 тыс. км пробега при расходе 0,18 кВт/км, из потребления 2,7 МВт·ч собственная выработка электромобилем будет покрывать от 44 до 55% расхода электроэнергии.

Закономерно ожидать повышение эффективности преобразования солнечного света в электроэнергию как в результате повышения КПД преобразования, так и улавливания рассеянного света. Поэтому есть все основания предполагать, что не ½, а большая часть потребления электроэнергии электромобилями будет обеспечена собственной солнечной генерацией.

В итоге полученное выше значение 2,4 трлн кВт·ч требует корректировки с коэффициентом 0,5–0,3. То есть рост потребления не превысит 1,2–0,8 млрд кВт·ч. Таким образом, отсутствуют предпосылки для роста электропотребления более чем на 5% в результате развития электромобилей. В итоге развитие электромобилей не изменит долгосрочной тенденции – выхода УПЭ на насыщение в странах, завершивших этап индустриального развития [335].

В заключении заметим, что развитие электромобилей приведет не к росту спроса на новые энергетические мощности, а к его сокращению. В результате сглаживания графика нагрузки развитие электромобильного транспорта приведет к снижению спроса на новые мощности и повышению числа часов использования установленной мощности (ЧЧИМ) существующих энергетических мощностей.

Помимо регулирования графика зарядки электромобилей (G2V, grid to vehicle), путем назначения изменяющейся во времени стоимости электроэнергии, в зависимости от издержек выработки и передачи электроэнергии до каждой точки учета, существует эффективная возможность участия аккумуляторного парка электромобилей в покрытии пиков.

Приведем оценку возможности сглаживания пиков на основе аккумуляторных батарей электромобилей. Примем во внимание только легковые автомобили.

При пробеге 15 тыс. км в год время использования транспортного средства не превышает 1000 час. Остальное время электромобили могут быть использованы для зарядки и регулирования графика нагрузки (V2G). Предположим щадящий режим работы батареи с выдачей в сеть 10% их пиковой мощности, что будет составлять от 5 до 22 кВт

на один электромобиль. В таком режиме при 1 часе покрытия пикового спроса разрядка батареи не будет превышать 30–35%. При этом потенциальную возможность обеспечения выравнивания графика нагрузки 400 млн легковых электромобилей можно оценить значением более 2 000 ГВт.

Исходя из социально-экономических аспектов психологии добросовестных собственников, предположим, что только 20% автовладельцев изъявят желание в получении дополнительного дохода в результате регулирования графика нагрузки энергосистемы. Это 400 ГВт – аналог регулирующих мощностей, находящихся в горячем резерве. В этом случае можно будет обеспечить полное покрытие 10% пикового спроса на электроэнергию. Такой подход позволяет обеспечить перевод всех традиционных источников электроэнергии, включая атомную энергетику, в базовый режим работы с минимальными удельными расходами условного топлива на производство электроэнергии. Поэтому следует скорректировать усилия, предпринимаемые в рамках действующей концепции развития энергетики, в части строительства ГАЭС, пиковых маневренных мощностей, ужесточению требований по регулированию графика выдачи мощности АЭС в части его расширения до диапазона от 50 до 100%.

Можно сделать следующие выводы.

1. Развитие электромобилей к 2050 г. приведет к росту потребления электроэнергии не более 2,4 трлн кВт·ч в год, что составляет 10% от сегодняшнего или ~6% от прогнозного электропотребления в Мире к 2050 г. Учет возможностей развития фотовольтаики, интегрированной в кузов автомобиля, снижает это значение на 50-70%.

2. Из роста потребления электроэнергии на 10% не следует необходимость увеличения спроса на новые генерирующие мощности. Финансовое мотивирование 20% автовладельцев на участие в выравнивании графика нагрузки энергосистемы путем использования аккумуляторных батарей своих электромобилей, будет достаточно для обеспечения базового режима работы тепловых и атомных электростанций, что приведет к росту их КИУМ и, как следствие, снятия вопроса строительства регулирующих пиковых источников электроэнергии.

3. Следует скорректировать концептуальные положения развития отечественной энергетики не на строительство маневренных пиковых энергоисточников, ГАЭС и т.д., а на экономическое стимулирование вовлечения распределенного парка аккумуляторных батарей электромобилей в задачу регулирования графика нагрузки.

Приложение 8.

Результаты моделирования влияния маржинальной системы ценообразования в энергетике на экономику

Исследование, проведенное совместно с д.э.н. И.Д. Грачёвым базируется на разработанной им вероятностной модели рынка как статистического ансамбля ограниченно нерациональных агентов, с заданным способом формирования рыночных стоимостей. Маржинальность моделируется систематическим смещением рыночной стоимости для

сохранения необходимых и «замыкающих» агентов. Численные модели по капиталам и ошибкам оценивания выполнялись в классе мультилогистических функций, хорошо отражающих экономические кривые. Продемонстрировано подавление всего неэнергетического сектора экономической системы при маргинальном ценообразовании в энергетике при любых вариантах ограниченности ресурсов. Наименьший негативный эффект имеет место при включении леонтьевских связей между «энергетическими» и остальными агентами, что обеспечивает координацию стратегий развития электроэнергетики и потребителей электроэнергии, а впоследствии возвращение потребителя в единую технологическую цепочку «производство-потребление энергетических ресурсов». Прямая бюджетная поддержка необходимой генерации в рамках модели выглядит принципиально предпочтительней маргинального ценообразования. Результаты численных экспериментов подтвердили несостоятельность реформы электроэнергетики со встроенной маргинальной системой ценообразования и дают варианты её корректировки, в частности, путём введения леонтьевских связей.

Рассмотрим влияние маргинальной системы ценообразования в электроэнергетике на экономику с использованием динамической вероятностной модели экономических систем [207, 469], основные положения которой приводятся далее.

1. Прогресс понимается как монотонно растущее (в среднем) накопление экономической системой собственности, включая информацию, энергию и вещи, измеренные в некотором эквиваленте (деньгах).

2. Агенты рынка считаются ограниченно нерациональными, что предполагает оцениваемость средних и ограниченность дисперсий отклонений их действий от классически рациональных.

3. Предполагается разнообразие агентов рынка (в частности, их ошибок).

4. Агенты рынка неаддитивны: рынок не есть сумма агентов, а, скорее всего, их статистический ансамбль, обладающий кооперативными свойствами, в частности, оценкой рыночной стоимости.

5. Учитывая экспериментально проверенные [207] громадные невязки экономических измерений и оценок – из неразлично адекватных математических описаний нерациональности выбрано вероятностное как наиболее простое.

6. Природа участвующих в обмене товаров в схеме «Д – Т – Д'» не имеет значения, что, позволяет при анализе считать электроэнергию единственным товаром. Тогда каждый агент характеризуется капиталом α_j и ошибкой его использования в обменных операциях ξ_j , а статистический ансамбль агентов (рынок) – коллективной оценкой рыночных стоимостей $\langle c \rangle$ как взвешенной средней по всем обменным операциям и, следовательно, соответствующей сводной ошибкой измерения рыночных стоимостей.

Простейшая динамическая модель приобретает следующий вид:

$$\bar{A}_{i+1} = \bar{A}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_i) \bar{A}_i + \frac{\bar{A}_i^T \cdot \bar{\xi}_i}{\bar{A}_i^T \cdot T} \bar{A}_i, \quad (\text{П8.1})$$

где i – номер цикла;

$$[\bar{A}]_j = a_j, \quad (\text{П8.2})$$

$$[\bar{\xi}]_j = \xi_j. \quad (\text{П8.3})$$

Модель (П8.1) описывает замкнутый рынок с действием закона сохранения суммарного капитала. Важнейшими следствиями (П8.1) являются автопрогресс экономической системы в смысле роста по i точности измерения рыночных стоимостей и стабилизирующая роль государственного регулирования при чрезмерном разбалтывании решений по (П8.1) при больших ξ_j .

Осуществление «открытия» рынка предполагает введение дополнительного агента с ресурсами (природа, труд и др.) При этом формула (П8.1) преобразуется к виду:

$$\bar{A}_{i+1} = \bar{A}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_i) \cdot \bar{A}_i + \frac{\bar{A}_i^T \cdot \xi_i + \bar{\Pi} \cdot \mu}{\bar{A}_i^T \cdot \bar{I} + \Pi_i} \cdot \bar{A}_i, \quad (\text{П8.4})$$

$$\bar{\Pi}_{i+1} = \bar{\Pi}_i - \bar{\Pi}_i \mu + \frac{\bar{A}_i^T \cdot \xi_i + \bar{\Pi}_i \cdot \mu}{\bar{A}_i^T \cdot \bar{\xi} + \bar{\Pi}_i} \cdot \Pi_i, \quad (\text{П8.5})$$

где Π_i – ресурсы природы, доступные агентам рынка; μ – параметр, характеризующий отношение доступности ресурсов к эффективности агентов («ошибка природы»).

Условием прогресса в смысле накопления собственности является

$$\mu > \langle \xi \rangle = \frac{\bar{A}_i^T \bar{\xi}_i}{\bar{A}_i^T \bar{I}}. \quad (\text{П8.6})$$

Взвешенное среднее по ценам $\langle c \rangle$ само является случайной величиной. Указанное условие минимально достаточно для объяснения классических кризисов рынка и затухания прогресса без инноваций в связи с конечностью ресурсов Π .

Для качественного анализа влияния на прогресс различных механизмов ценообразования воспользуемся приближением неограниченных ресурсов:

$$\Pi_i \gg \bar{A}_i^T \cdot \bar{I} = Q_i. \quad (\text{П8.7})$$

При этом соотношения (4–7) преобразуются к виду:

$$\bar{A}_{i+1} \cong \bar{A}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_i) \cdot \bar{A}_i + \mu \bar{A}_i. \quad (\text{П8.8})$$

Отметим, что при

$$\langle \bar{\xi}_{i+1} \rangle - \langle \xi_i \rangle \ll \mu \langle \xi \rangle \quad (\text{П8.9})$$

и некоррелированных невязках

$$\langle (\bar{\xi}_K \bar{\xi}_i^T) \rangle = \text{diag}(\bar{\xi}^2), \quad (\text{П8.10})$$

где $\bar{\xi}^2$ – матрица дисперсий, (П8.8) имеет приближенное решение

$$Q_j(i) = Q_j(i) \cdot \exp((\mu - \langle \xi_i \rangle) i). \quad (\text{П8.11})$$

Решение (П8.11) для развитых квазистационарных стран дает экспоненциальный в среднем экономический рост.

В формулировке (П8.4)–(П8.11) для всех агентов рынок задает одну рыночную стоимость, причем отклонение от нее личных оценок, действий и бездействий равным образом влияет на изменение капитала каждого агента.

Формулы (П8.4)–(П8.11) в развитии позволили решать целый ряд экономических задач, в частности, анализировать кризисы реально-виртуальных рынков [207].

Разобьем агентов на производителей энергии (\bar{A}) и потребителей энергии (\bar{B}) с преобразованием (П8.8) к виду:

$$\bar{A}_{i+1} = \bar{A}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_a) \cdot \bar{A}_i + \mu \cdot \bar{A}_i, \quad (12)$$

$$\bar{B}_{i+1} = \bar{B}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_b) \cdot \bar{B}_i + \mu \cdot \bar{B}_i. \quad (13)$$

При ценообразовании по взвешенному среднему (наиболее соответствующему классическому пониманию рыночной стоимости) сохраняется весь вышеприведенный анализ, но часть агентов – производителей энергии, оценивающих и действующих хуже среднего, будет терять капитал, приближаясь к банкротству.

Маржинальная система формирования псевдорыночных стоимостей, по существу, предполагает смещение цены на «энергию» для всех агентов на величину Δc , гарантирующую m -му «замыкающему», которого не нарушая общности нижеследующего, можно считать его последним, агенту-производителю неотрицательное значение изменения капитала на i -м шаге:

$$\Delta a_m = a_{m(i+1)} - a_{m(i)} \geq 0. \quad (П8.14)$$

Тогда в соотношении (П8.12) появляется систематическая добавка капитала для агентов типа (A):

$$\bar{A}_{i+1} = \bar{A}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_a) \bar{A}_i + \mu \bar{A}_i + \Delta a \bar{A}_i. \quad (П8.15)$$

Для агентов (B) – покупателей энергии эта операция приведет к систематическому смещению капитала в отрицательную сторону:

$$\bar{B}_{i+1} = \bar{B}_i - \text{diag}(\bar{\xi}_a) \bar{B}_i + \mu \bar{B}_i - \Delta c \bar{B}_i. \quad (П8.16)$$

Маржинальное ценообразование по (П8.15), (П8.16) обеспечивает изменение суммарного капитала экономической системы в виде

$$\begin{aligned} Q_{i+1} - Q_i &= \bar{A}_i^T \cdot \bar{I} + \mu \bar{A}_i^T \cdot \bar{I} - (\bar{A}_i^T \cdot \bar{\xi}_a) + \Delta c \bar{A}_i^T \cdot \bar{I} + \bar{B}_i^T \cdot \bar{I} + \mu \bar{B}_i^T \cdot \bar{I} - (\bar{B}_i \cdot \bar{\xi}_b) - \\ &- \Delta c (\bar{B}_i^T \cdot \bar{I}) = Q_i + \mu Q_i - (\bar{A}_i^T \cdot \bar{\xi}_a + \Delta c) (\bar{B}_i^T \cdot \bar{I} - \bar{A}_i^T \cdot \bar{I}). \end{aligned} \quad (П8.17)$$

Таким образом, точка регресса ($\Delta Q_i < 0$) соответствует условию

$$\mu - \langle \xi \rangle - \Delta c \cdot \frac{\bar{B}_i^T \cdot \bar{I} - \bar{A}_i^T \cdot \bar{I}}{Q_i} \geq 0. \quad (П8.18)$$

Учитывая выполненный анализ, величина $\mu - \langle \xi \rangle$ примерно равна темпам годового экономического роста 0,04–0,07. Капитализация всех электроэнергетиков в пределах 0,1–0,2 от общего капитала системы. Из формулы (П8.18) получим верхнюю оценку:

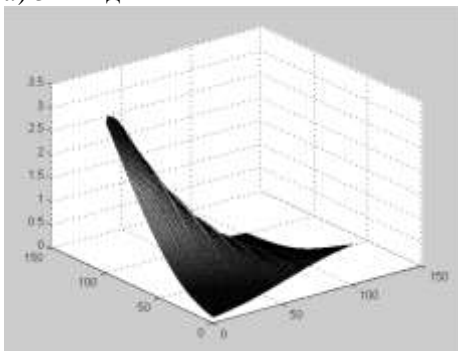
$$0,07 - \Delta c \cdot 0,6 \geq 0. \quad (П8.19)$$

Откуда можно получить грубую оценку на допустимые смещения (относительно к среднему) цены на энергию:

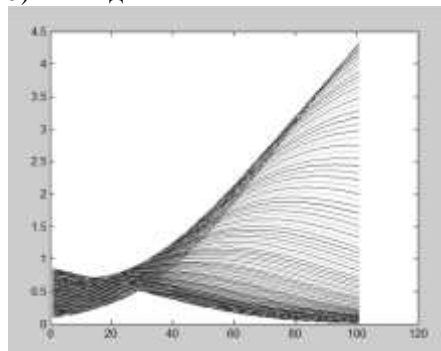
$$c \cong 0,1. \quad (\text{П8.20})$$

При существующем разбросе эффективности действующей генерации соотношение (П8.19) практически невыполнимо и, следовательно, маргинальная система ценообразования в энергетике гарантирует регресс экономической системы.

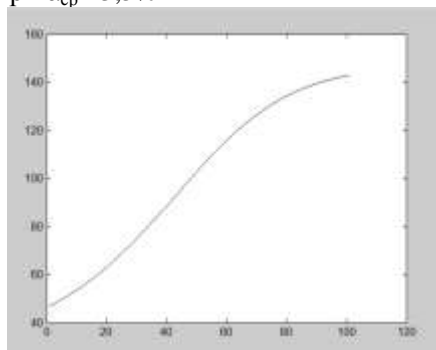
а) 3D-вид



б) 2D-вид



в) рост суммарного капитала системы при $\alpha_{\text{ср}} \sim 3,5\%$



г) результат перераспределения капитала среди участников по завершению цикла

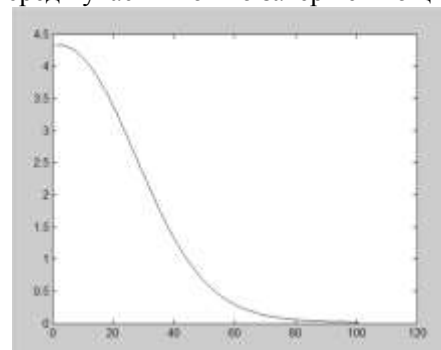


Рис. П8.1. Рыночное перераспределение капитала и «прогресс» без включения маргинального ценообразования

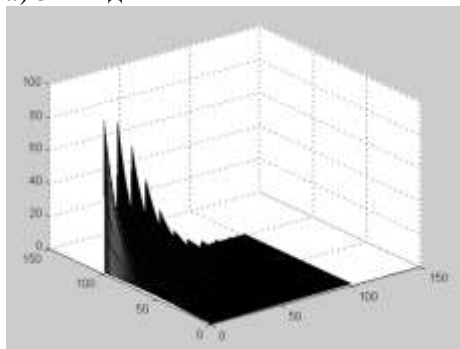
На рис. П8.1 – обычный рынок без маргинального ценообразования в энергетике при ограниченных ресурсах; на рис. П8.2 – маргинальное ценообразование в энергетике с неограниченными ресурсами.

Выше было показано угнетающее воздействие маргинального ценообразования в электроэнергетике на *потребляющие отрасли* экономики в приближении бесконечных ресурсов, которая позволяет решать проблемы в приближении неограниченного развития топливно-энергетического комплекса, за счёт экспорта при полном подавлении потребителей в стране. Однако, учитывая, что энергетика явилась одним из главных факторов, обеспечивших торможение развития страны, исследование было продолжено численным моделированием более реалистичного приближения ограниченных ресурсов.

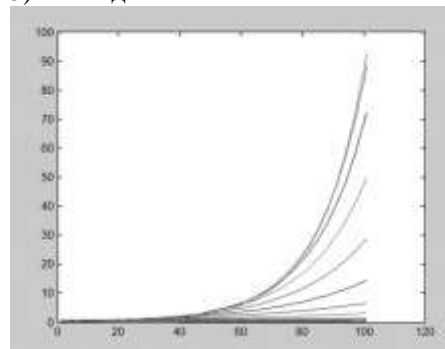
Моделирование выполнено в классе логистических кривых как по первоначальному распределению капитала, так и по ошибкам оцениваний и действий агентов. Такой выбор объясняется успешным описанием мультилогистическими кривыми, как реальных экспериментальных данных, так и модельных данных по ВВП, индексам типа Д – Д и т.д.

Доля субъектов электроэнергетики среди участников эксперимента принята за 10%. Маржинальные цены устанавливаются отсечением по последнему «необходимому» агенту. При этом, в соответствии с нашими результатами, субъекты электроэнергетики получают *дополнительный прирост*, а остальные *дополнительные потери* пропорциональные отклонению маржинальной цены от измеренной рыночной. На рисунках представлены характерные результаты для следующих ситуаций.

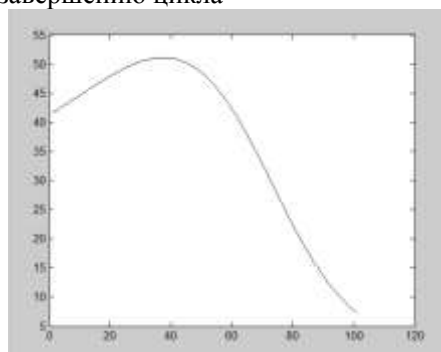
а) 3D-вид



б) 2D-вид



в) рост суммарного капитала системы завершению цикла



г) результат перераспределения капитала среди участников

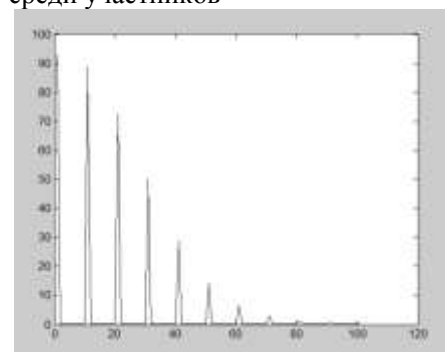


Рис. П8.2. Перераспределение капитала в случае маржинального ценообразования при условии неограниченных ресурсов

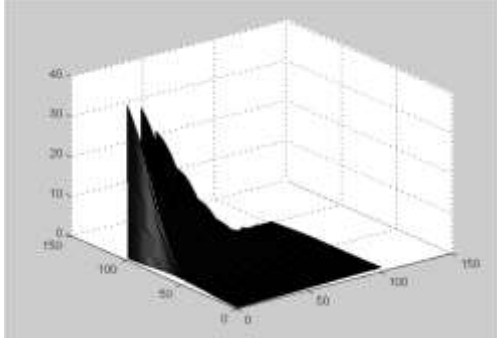
На рис. П8.3 отображено маргинальное ценообразование с ограниченными ресурсами. Рисунок П8.4 показывает особенности маржинального ценообразования с ограниченными ресурсами и дополнительной связью леонтьевского типа [473] между субъектами электроэнергетики и остальными агентами. Происходит рост капитализации субъектов электроэнергетики при деградации капитала других агентов.

В численном эксперименте рис. П8.2–П8.4 отображают результаты, полученные моделью, при условии маржинального ценообразования.

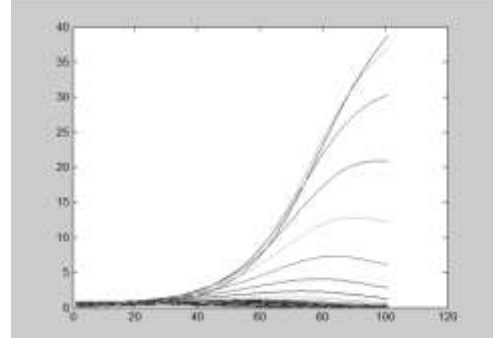
Результаты численных экспериментов указывают, что:

- введение маржинального ценообразования после некоторого подъема общего капитала системы на первых 30 циклах (10–15 лет) ведет к его снижению вне зависимости ограничений по объему доступных ресурсов;
- предотвращает полную потерю капитала совокупностью агентов-потребителей введение леонтьевских связей.

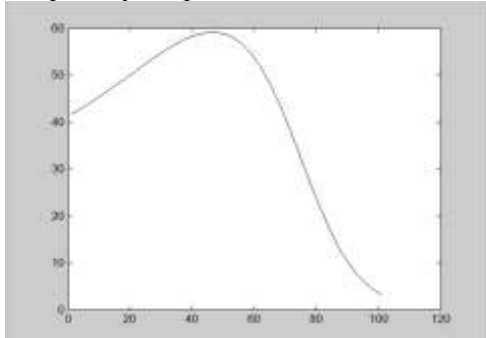
а) 3D-вид



б) 2D-вид



в) рост суммарного капитала системы



г) результат перераспределения капитала среди участников

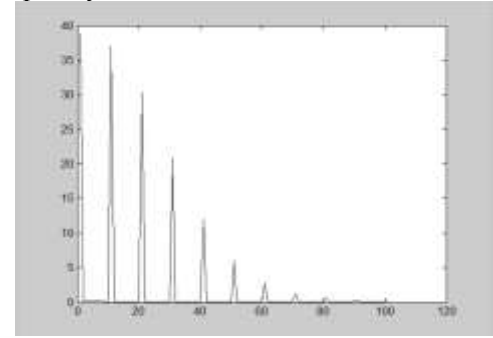
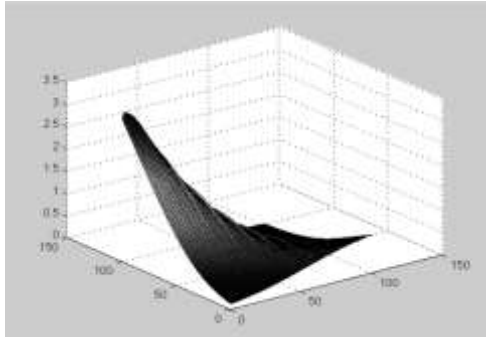
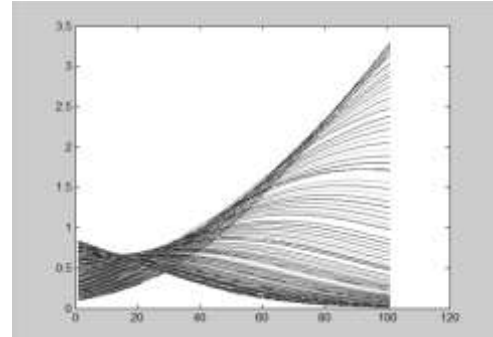


Рис. П8.3. Перераспределение капитала в случае маржинального ценообразования при условии ограниченных ресурсов

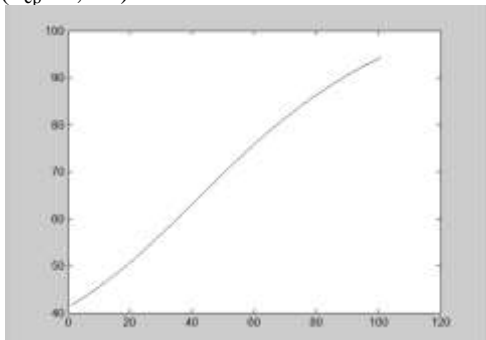
а) 3D-вид



б) 2D-вид



в) Рост суммарного капитала системы ($\alpha_{\text{ср}} \cong 1,5\%$)



г) Результат перераспределения капитала среди участников

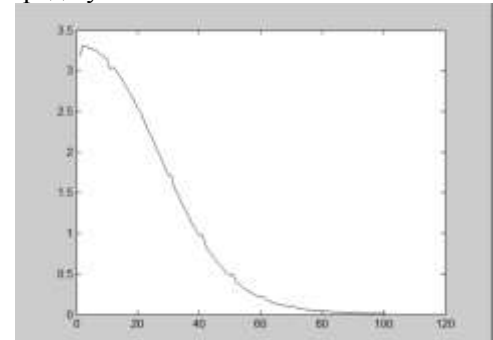


Рис. П8.4. Перераспределение капитала в случае маржинального ценообразования при условии ограниченных ресурсов и введении леонтьевских связей между субъектами электроэнергетики и потребителями

Как следует из рисунков, во всех случаях происходит практическое полное подавление капитала агентов, не являющимися субъектами энергетики.

На основании полученных результатов можно предположить, что современное состояние отечественной экономики соответствует 40-му шагу (12–20 лет) в рамках модели маржинального ценообразования в условиях ограниченных ресурсов. То есть после перехода электроэнергетики в 2003 г. к маргинальному ценообразованию наблюдался этап роста СКП (сверхкритических параметров). Однако после 2008 г. модель адекватно описывает снижение СКП. При этом происходит перераспределение капитала, его вымывание из неэнергетических отраслей экономики. В случае отсутствия корректировки правил взаимодействия электроэнергетики с другими отраслями экономики в рамках предложенной модели далее будет происходить катастрофическое снижение СКП, рецессия в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.

Приложение 9.

Анализ динамики стоимости электроснабжения

В России лимитирующим фактором роста потребления электроэнергии в последние годы начала выступать ее стоимость. В связи с тем, что доля России в мировом ВВП существенно меньше, чем в мировом объеме потребления электроэнергии (например, по состоянию на 2008 г. эти доли составляли 1,6 и 6% [9]), цена на электроэнергию является значительно более важным параметром для российской экономики по сравнению с другими странами. Существенное повышение цены на электроэнергию может сделать ее недоступным товаром для части населения, а свобода договора в чистом виде может привести к дискриминации потребителей со стороны субъектов электроэнергетики, обладающих рыночной силой [162].

Таблица П9.1

Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей (2007 г.)

Страна	Цена на электроэнергию, долл./МВт·ч
Великобритания	130
Германия	94
КНР	87
США	65
Франция	61
Канада	60
Россия	53
Швеция	33

Следует напомнить, как в докладе McKinsey «Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста», опубликованном в апреле 2009 г. [10], 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 г. (табл. П9.1), откуда следует, что стоимость электро-

энергии в России была ниже, чем в США – на 15%, Германии – на 77%, Великобритании – почти в 2,5 раза.

Проведем 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 учетом инфляции – относительные (приведенные) цены. Так как для дальнейшего рассуждения для нас будет важна динамика, а не абсолютные значения цен на электроэнергию, вопросы их корректировки с учетом паритета покупательной способности столь важные при оценки межстрановых различий [317], останутся вне рамок рассмотрения. В США цена кВт·ч для промышленного потребителя в ценах, приведенных с учетом инфляции остается неизменной более 40 лет и составляет 8 центов (в ценах 2005 г.) с точностью до 5%. При этом кризисные явления в экономике 1970 годов в долгосрочной перспективе не оказали влияния на это значение (рис. П9.1 [11]). В 1973–1982 гг. под влиянием энергетического кризиса цена на электроэнергию выросла в приведенных ценах на 42% с 7,6 до 10,8 центов, что составило не более 4,5% в год. Средний прирост цены электроэнергии в номинальных ценах составлял 13,8%/год. Впоследствии в 1983–1995 гг. 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. Обеспечивается сбалансированное развитие генерирующих мощностей, сетей и отсутствие платы за подключение новых потребителей.

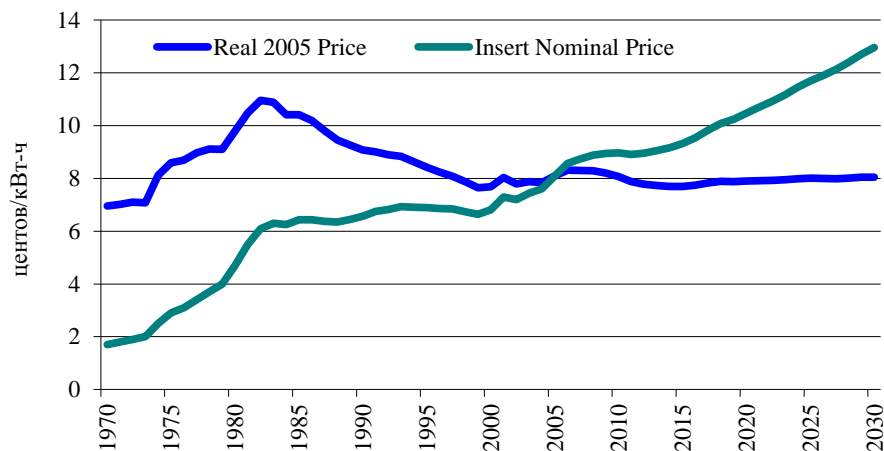


Рис. П9.1. Средние розничные цены на электроэнергию в США (1970–2030 гг., в номинальных ценах и ценах 2005 г.)

Источник: DOE, AEO2007.

Средняя цена на электроэнергию в США складывается из повышенной цены для населения, а также сферы услуг (две верхние кривые Рисунок 2 [11]) и относительно низкой – для промышленных предприятий (нижняя кривая Рисунок 2). Цена на электроэнергию для населения составляет от 135% (1982 год) до 155% (2005 год) от цены для промышленности, приводя к субсидированию стоимости электроэнергии, потребляемой промышленностью со стороны населения и сферы услуг.

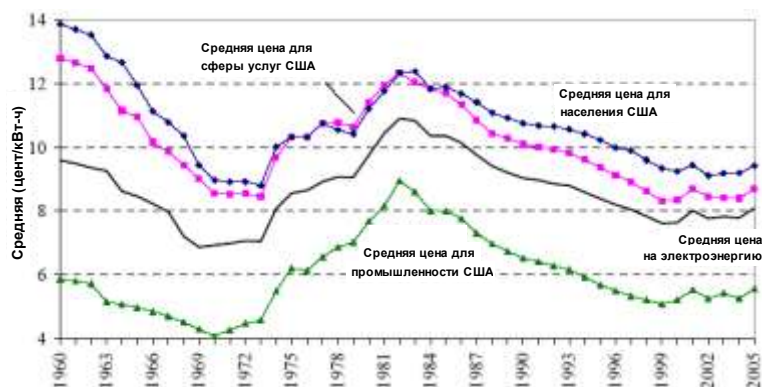


Рис. П9.2. Цены на электроэнергию в США для различных категорий потребителей, долл. США (в ценах 2005 г.)

Примечание. В расчетах 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 приведенных ценах с 1982 года (Рисунок 2), но и незначительно росла в номинальных, изменяясь в диапазоне от 4,7 до 7, центов за кВт·ч (Рисунок 3), отставая от темпа инфляции на протяжении 20 лет, что позволяло продукции американской промышленности повышать конкурентоспособность в части затрат на энергетику.



Рис. П9.3. 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 г.: средняя цена на электроэнергию не превысит 10 центов за кВт·ч (в ценах 2008 г.) 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 кВт·ч (в ценах 2008 г.) (рис. П9.4) [13].

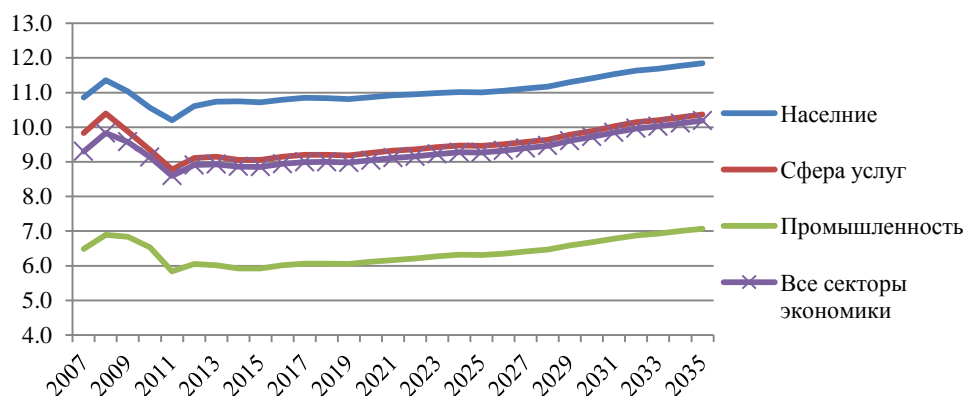


Рис. П9.4. Прогноз цен на электроэнергию в США для различных категорий потребителей, долл. США (в ценах 2008 г., цент/кВт·ч)

В табл. П9.2 и на рис. П9.5 представлена структура цены на электроэнергию в США для потребителя в приведенных ценах 2008 г. (источник IEA (aeo2010r.d111809a) [13]). Несмотря на то, что опережающими темпами в структуре цены будет расти сетевая доля (прирост 1,1%/год), ее величина не превысит 9% (0,9 от 10,2 цента) к 2035 г.

Таблица П9.2

Динамика структуры цены на электроэнергию для потребителя в США (факт/прогноз ценны 2008 года за кВт·ч)

	2007	2008	2009	2010	2020	2030	2035	Среднегодовой темп роста 2008–2035 гг., %
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

Однако по факту на протяжении последних лет происходит снижение цены электроэнергии для потребителей. В табл. П9.3 проведено сравнение цен на электроэнергию для промышленных потребителей с годовым объемом потребления 2 млн кВт·ч (+/-50%) и 20 млн кВт·ч (+/- 50%) по состоянию на май 2012 г. [154] с ноябрем 2009 г. [53, 154].

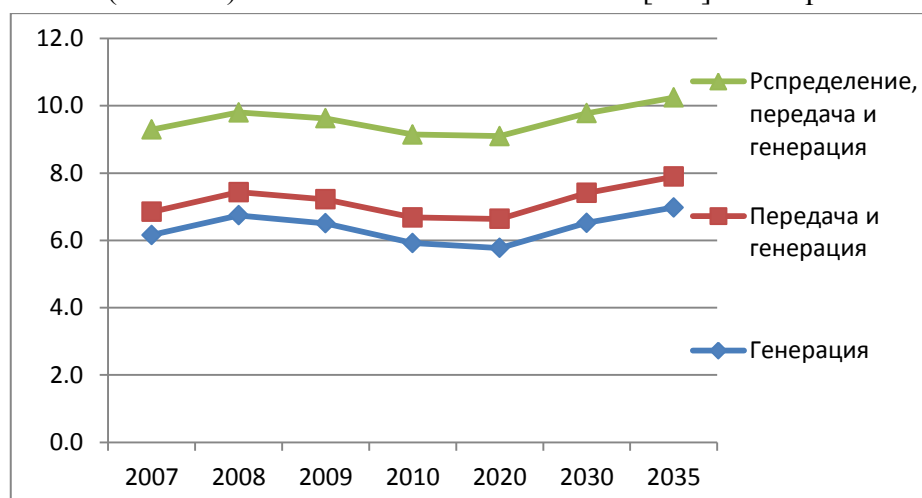


Рис. П9.5. Динамика структуры цены на электроэнергию для потребителя в США (факт/прогноз ценны 2008 г. за кВт·ч)

Согласно прогнозу, составленному в Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН [11], для стран Европы ключевым параметром, определяющим цену электроэнергии и по которому не достигнута окончательная договоренность, является выбор сценария развития, в котором будет определена экономическая нагрузка за утилизацию парниковых газов.

Таблица П9.3

Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей в европейских странах

Страна	Цена кВт·ч (евро/кВт·ч, май 2012 г.) при потреблении		Отношение стоимости кВт·ч, май 2012 г./ноябрь 2009 г. (номинальные цены)		Отношение стоимости кВт·ч на оптовом рынке к розничному		Увеличение отношения стоимости электроэнергии на оптовом и розничных рынках (ноябрь 2009 г./май 2012 г.)
	Розница 2 млн кВт·ч/год (+/-50%)	Опт 20 млн кВт·ч/год (+/-50%)	Розница	Опт	Ноябрь 2009 г.	Май 2012 г.	
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

На рис. П9.6 и П9.7 приведены два противоположных сценария развития цены электроэнергии на оптовом рынке (аналог значения «генерация» в табл. П9.2 и на рис. П9.5 для США) – при отсутствии дополнительной нагрузки со стороны парниковых газов (рис. П9.6) и при максимальной нагрузке на энергетику по их утилизации (рис. П9.7).

Таким образом, при отсутствии изменений в Европейском законодательстве относительно необходимости утилизации парниковых газов оптовая цена на электроэнергию

останется на уровне 3,2 евроцентов (около 4 центов США) за кВт·ч; 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%/ год во втором десятилетии XX в.

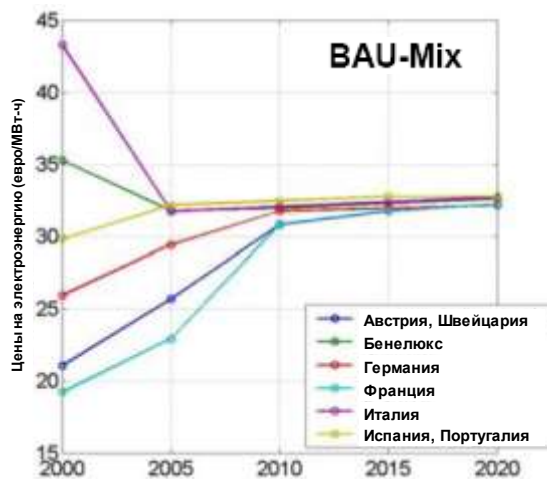


Рис. П9.6. Среднегодовые оптовые цены на электроэнергию в сценарии BAU-Mix, евро/МВт·ч

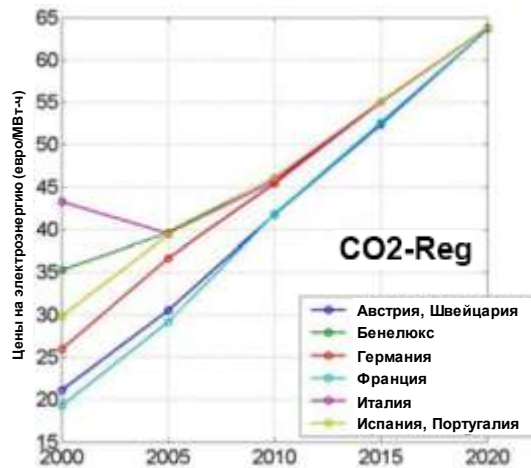


Рис. П9.7. Среднегодовые оптовые цены на электроэнергию в сценарии CO₂-Reg, евро/МВт·ч

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

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

1. В странах, на которые приходится более 90% европейского ВВП произошло снижение стоимости электроэнергии в 2009–2012 гг. Исключение составляют страны Балтии (Литва, Латвия, Эстония), Швеция, Кипр и Мальта (в последних двух странах доля нефти в топливно-энергетическом балансе превышает 98%). Отметим, что в табл. П9.3 приведены номинальные цены без учета инфляции. В приведенных ценах снижение стоимости электроэнергии будет более значимым.

2. Различие между стоимостью кВт·ч для мелких и крупных европейских потребителей не превышает 12% (исключение Португалия – 18%). 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 Португалии, Люксембурга, Ирландии, Дании) 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.

Можно видеть, что 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, подключенных к сети на разных уровнях напряжения.

Отдельно стоит отметить зависимость между ростом цены на электроэнергию и занятостью в производственном секторе экономики. Расчеты показывают, что увеличение стоимости электроэнергии для промышленных потребителей на 1 цент в Германии (~ 9%) приводит к снижению занятости в производственном секторе экономики на 1,4% [543].

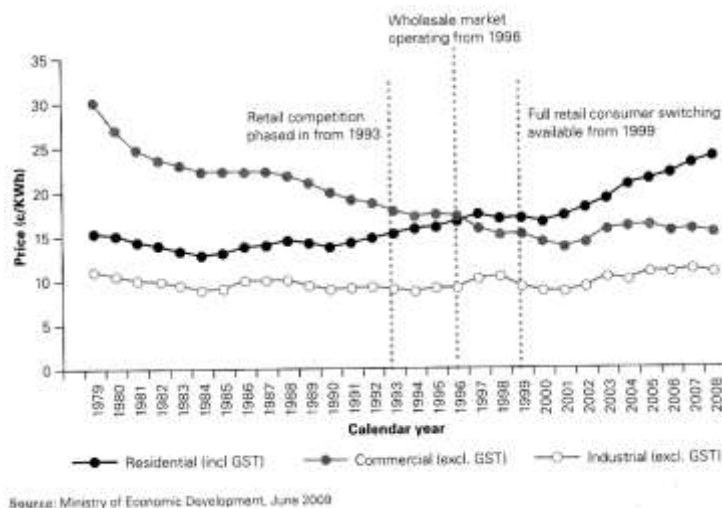


Рис. П9.8. Динамика цены на электроэнергию в долларах Новой Зеландии 2008 г. для различных групп потребителей Новой Зеландии (домохозяйств, коммерческого сектора и промышленности; курс новозеландского доллара – 2,44 за 1 долл.).

Стабильность стоимости электроэнергии наблюдается и в других странах, например, на рис. П9.8 представлена динамика цен на электроэнергию в Новой Зеландии [25]. На протяжении 30-летнего периода наблюдается неизменность стоимости электроэнергии в ценах 2008 г. для промышленных потребителей на уровне 4 центов США, снижение стоимости для коммерческого сектора с 10 центов в 1980 г. до 6 центов США в 2009 г. и рост цен для домохозяйств (с учетом 12,5% GST (Goods and Service Tax – налог в Новой Зеландии)) с 6 центов в 1980 г. до 9 центов США к 2009 г.

В прогнозе [11] был определен возможный темп роста цены электроэнергии в номинальных прогнозных ценах (табл. П9.4).

Таблица П9.4

Прогноз изменения цен на электроэнергию, центов США/кВт·ч (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

Теперь рассмотрим динамику стоимости электроэнергии в России. На протяжении всего периода построения экономики рыночных отношений происходил регулируемый государством рост стоимости электроэнергии на основе механизмов подробно рас-

смотренных, например в [307, 442]. В табл. П9.5 и на рис. П9.9 показаны фактическое и прогнозируемое соотношения цены электроэнергии к базовому 1998 г., принятому за единицу. 1998 г. принят за основу, так как финансовый кризис 1998 г. создал новые стартовые условия для развития отечественной экономики, на протяжении последних 14 лет обеспечивается достаточно стабильный курс национальной валюты.

Таблица П9.5

Индекс цен на электроэнергию в 1998–2020 гг.
(факт 1998–2010 гг., прогноз 2010–220 гг., 1998 г. = 1 номинальные цены)

Год	Индекс цены электроэнергии декабрь к декабрю предыдущего года, %	Индекс цены нарастающим итогом 1998 г. = 1	Источник данных о росте цены на электроэнергию
1998	102,2	1,0	Федеральная служба государственной статистики [12]
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 г. и на плановый период 2011–2012 гг. [12]
2012	112,5	10,5	–/–
2013	113	11,8	Концепция долгосрочного социально-экономического развития России до 2020 года [21]
2014	113	13,4	–/–
2015	113	15,1	–/– (из расчета 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 расчета роста на 26% в 2016–2020 гг.)

Рассмотрим рост цен на электроэнергию в приведенных значениях, скорректированных с учетом инфляционных ожиданий. Согласно данным Министерства экономического развития России, рост цены электроэнергии в 2008–2009 гг. (21% в год) более чем на 8% опережал инфляцию, которая составила 13,3% в 2008 г. и 11–12% в 2009 г. Инфляция, предполагаемая в 2011 г. на уровне 7–8% и в 2012 г. на уровне 5–7%, будет ниже прироста цены на электроэнергию в аналогичный период на 6–7% в год [12].

Фактически государство, проводя политику регулирования, соглашалось на опережающий рост цен естественных монополий. В работе [53] 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 [12].

Уровень 2010 г. (выделен точкой на рис. П9.9) не является переломным в представленном 30 летнем тренде и до 2016 г. не предвидится изменения существующей динамики. В Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. предполагается продолжение ежегодного роста стоимости электроэнергии в ближайшие десять лет: при этом средняя цена повысится за 2012–2015 гг. примерно на 40–50%, за 2016–2020 гг. – на 25–27% [21].

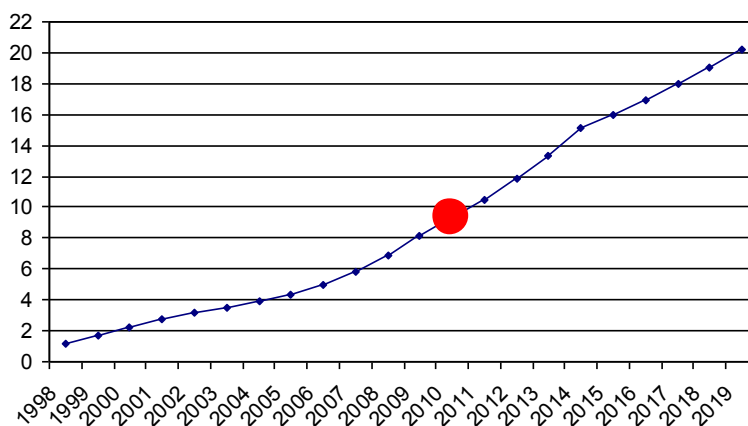


Рис. П9.9. Индекс цен на электроэнергию в 1998–2020 гг.
(факт 1998–2010 гг., прогноз 2010–220 гг. 1998 г. = 1.
Номинальные цены. Точкой выделен 2010 г.)

В табл. П9.6 на основе данных Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 г. и плановый период 2011 и 2012 гг. и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. составлен прогноз роста цены электроэнергии до 2020 г. с учетом инфляционных ожиданий в приведенных ценах 2010 г.

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

1. Наступивший после трансформации Бреттон-Вудской системы кризис оказал влияние на рост стоимости электроэнергии в США в приведенных ценах на 4,5% в год на протяжении 1973–1982 гг.

2. Предполагаемый переход к безуглеродной концепции технологического развития в Европе с утилизацией парниковых газов возможно приведет к росту цены на электроэнергию на 5,3%/год в номинальных ценах. Это соответствует росту не более 3–3,5%/год в приведенных ценах [11]. 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 происходит снижение не только приведенных, но и номинальных цен для европейских потребителей.

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

Год	Индекс цены электроэнергии декабрь к декабрю предыдущего года, %	Уровень инфляции, % [12]	Прирост цены электроэнергии над инфляцией, %/год	Рост цены электроэнергии в приведенных ценах (2010 г. =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	

3. Данные табл. П9.6 указывают на то, что Российской Федерации, позиционирующей себя как гарант энергетической безопасности, подготовлен сценарий роста цены электроэнергии, начиная от базового уровня 2010 г., более жесткий 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%/год на протяжении 2010–2020 гг. При этом относительный рост от базового уровня 2010 г. (на 56%) будет превышать рост цены электроэнергии в США, вызванный энергетическим кризисом (на 42%). Как показано на рис. П9.1, в 1983–1995 гг. цена электроэнергии в США вернулась к прежнему уровню в приведенных ценах. Основания для уменьшения цены электроэнергии в России после 2020 г. при сложившейся ситуации сформулировать достаточно проблематично. Кроме того, неочевидна природа изгиба на линии индекса цены электроэнергии, а также скачкообразного изменения инфляции, происходящего на 2016 г. (табл. П9.4 и П9.6, а также рис. П9.9).

Рассматриваемый сценарий является относительно оптимистическим и будет справедлив при отсутствии превышения темпов роста цены электроэнергии, определенных в правительственных документах [12, 21]. Укажем ряд причин для более высокого темпа роста цен на электроэнергию относительно уровня 2010 г.

1. Рост цен на электроэнергию в Российской Федерации начиная с сентября 2008 г. продолжается в условиях резкого снижения объемов промышленного производства (в 2009 г. падение промышленного производства составило 10,8%) 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 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 01.01.2011 цены на электрическую энергию (мощность), поставляемую с 01.01.2011 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 [28]. Соответственно у государства снижаются возможности регулирования роста цен на электроэнергию для потребителей и ограничения appetites энергетиков, которые сдерживались на протяжении десятилетий регулирования.

3. Прогнозируемая в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. скорость роста цены на газ выше скорости роста цены электроэнергии [12]. При условии прекращения государственного регулирования процесса ценообразования генерации, данный факт объективно приведет 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%, США – 8,3%, Западной Европе – 17,6%) [22].

4. В регионах, где произошло введение РAB регулирования (системы тарифообразования на основе долгосрочного регулирования тарифов, направленная на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и повышение эффективности работы сетевых организаций), наблюдается более высокий рост тарифов [14]. Расширение зоны действия РAB регулирования приведет к расширению списка регионов, где будет наблюдаться аналогичная закономерность. В мире строительство инфраструктурных объектов, к которым относятся и электрические сети, является задачей государства. В Российской Федерации принято решение о переходе к методике РAB, которая подразумевает перекладывание финансирования этой проблемы на потребителя, что приведет к еще более значительному росту цен на электроэнергию в стране.

Приведем цены электроэнергии в абсолютных величинах по состоянию на август 2010 г., принятые за 1 в табл. П9.6 (соответствует выделенной точке на рис. П9.9).

Согласно Постановлению Региональной энергетической комиссии (РЭК) Москвы от 25.12.2009 № 121 одноставочный тариф для прочих потребителей на 2010 г. на низком напряжении в зависимости от числа часов использования заявленной мощности составлял от 3005,7 до 3481,7 р./МВт·ч без НДС (при числе часов использования заявленной мощности более 7000 и менее 5000 часов соответственно) [15].

Произвольно взятые регионы Российской Федерации показывают аналогичные значения (руб /МВт·ч без НДС):

3417,96 и 3454,94 (Постановление Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности и тарифной политике от 25.12.2009 № 246 [16]);

3232,04 и 3233,54 (Приказ региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 30.12.2009 № 47/2009-э [17]);

3140 и 3207,5 (приказ Управления по тарифам Орловской области от 28.12.2009 № 973-г [18]).

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

Таким образом, по состоянию на 2010 г. стоимость кВт·ч в большинстве регионов России достигла уровня США, Европы и Японии (табл. П9.3) – 9,5 центов (2,95 р./кВт·ч).

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

В наибольшей степени чувствителен к высоким ценам на электроэнергию мелкие потребители, подключенные к энергосистеме на низком напряжении. Поэтому в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. предполагается создание условий и стимулирование развития малого бизнеса [21]. 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 т.п., существующие у крупных потребителей.

Приведем 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 № 188 «О тарифах на электрическую энергию, отпускаемую ОАО «Курскэнергосбыт» потребителям Курской области на 2010 г.», стоимость электроэнергии для прочих потребителей с использованием заявленной мощности менее 2000 часов в год равнялась 5176,06 р./МВт·ч без НДС [19], что составляло 16,7 цента/кВт·ч.

- аналогичная величина в Тульской области при числе часов использования заявленной мощности менее 2500 часов в год – 4925,18 р./МВт·ч без НДС (15,9 центов/кВт·ч). (Постановление Департамента Тульской области по тарифам от 30.4.2010 № 12/4 «О тарифах на электрическую энергию») [20].

Приведенные значения не ниже стоимости электроэнергии промышленных потребителей большинства стран Европы [154], а при индексации этих величин утвержденными темпами 12,5–14% /год, стоимость электроэнергии данных групп потребителей превысит самые высокие цены на электроэнергию в Европе в 2013 г.

Для иллюстрации динамики стоимости электроэнергии в абсолютных величинах в регионах приведем тарифы на электрическую энергию бюджетной сферы Кореневского района Курской области 2005–2010 гг. [24].

Таблица П9.7

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

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Руб. / кВт·ч	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 дешевой (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 т.п. 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 за последние 5 лет был выше величин, представленных в табл. П9.5. При этом в 2010 г. расхождение составило более 2,5 раз (прирост цены электроэнергии за год от уровня 2009 г. на 46 и 18% соответственно), что указывает на отмеченную ранее чрезмерную оптимистичность темпов роста цены электроэнергии, определенных в правительственных документах [12, 21].

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, динамика стоимости электроэнергии в 2011 г. свидетельствует об увеличении темпов ее роста после 2010 г. [175]. С начала 2011 г. российская электроэнергетика стала полностью рыночным сектором экономики за исключением объемов, поставляемых населению и категориям потребителей, приравненных к населению, по регулируемым тарифам. 100% электроэнергии продается 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 г. существенно превысил ожидавшийся (табл. П9.8 (по данным [278])).

Таблица П9.8

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 2008 по 2017 г. рост тарифов на электроэнергию для предприятий и населения опередил инфляцию в 1,6 и в 1,3 раза [476].

С целью выделения причин данного факта рассмотрим структуру цены электроэнергии у потребителя в различных регионах Российской Федерации. 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 учетом 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 рынка на сутки вперед (РСВ)), определенный по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед, средневзвешенного по объемам планового почасового потребления, к фактической среднеотпускной цене электроэнергии для потребителей на розничных рынках электроэнергии, средневзвешенной по объемам цены отпуска электроэнергии гарантирующим поставщиком потребителям, расположенным в его зоне обслуживания [160]. Эта величина изменяется в диапазоне от 0,26 – Тверская область до 0,93 – Республика Дагестан (ст. 2 табл. П9.9– П9.11). Так как по данным [160] выручка от продажи мощности в 2011 году составила в среднем около 30–35% в объеме годовой выручки генерирующих компаний, ее влияние незначительно на полученное распределение.

Выделим из всех регионов, входящих в первую и вторую ценовую зону, территории, где в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 2.12.2010 № 1172 установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков – республики Северного Кавказа и Республика Тыва (табл. П9.10). Можно видеть, что для всех регионов, где величина сетевой составляющей не регулируется данным Постановлением, (за исключением Республик Башкортостан, 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%), а для ряда регионов (Тверская, Курганская, Брянская, Костромская, Псковская, Калужская области, Забайкальский, Алтайский края) выше 70%.

На графиках, построенных на основе данных табл. П9.9–П9.11 (рис. П9.10–П9.12), прослеживается зависимость между стоимостью электроэнергии для конечного потребителя и долей затрат, приходящихся в структуре себестоимости электроэнергии на генерацию электроэнергии.

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

	Отношение цен, РСВ у потребителя	Фактическая среднеотпускная цена электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП, январь 2012, руб./МВт·ч	Объемы электропотребления с 24.02.2012 по 01.03.2012 тыс. МВт·ч	Доля в электропотреблении субъектов, входящих в первую и вторую ценовую зоны, %
Тверская обл.	0,26	3186	172,5	0,86
Курганская обл.	0,26	3136	99,6	0,50
Брянская обл.	0,27	3144	95,5	0,48
Костромская обл.	0,28	3042	82,4	0,41
Псковская обл.	0,28	2983	46,1	0,23
Калужская обл.	0,29	3008	110,1	0,55
Ленинградская обл.	0,30	2551	857,4	4,27
Орловская обл.	0,30	2822	58,8	0,29
Московская обл.	0,31	2737	2073,5	10,33
Смоленская обл.	0,31	2797	129,9	0,65
Саратовская обл.	0,31	2619	271,3	1,35
Владимирская обл.	0,31	2754	149,6	0,75
Новгородская обл.	0,31	2593	91,0	0,45
Волгоградская обл.	0,31	2788	384,6	1,92
Тульская обл.	0,31	2788	219,2	1,09
Воронежская обл.	0,32	2729	218,6	1,09
Ярославская обл.	0,32	2763	179,8	0,90
Ростовская обл.	0,32	2941	366,7	1,83
Ивановская обл.	0,32	2644	82,5	0,41
Пензенская обл.	0,32	2669	98,7	0,49
Тамбовская обл.	0,32	2678	76,4	0,38
Республика Марий Эл	0,33	2720	75,3	0,38
Вологодская обл.	0,33	2458	275,4	1,37
Республика Мордовия	0,33	2678	74,6	0,37
Ульяновская обл.	0,33	2483	129,5	0,65
Курская обл.	0,34	2398	169,4	0,84
Астраханская обл.	0,35	2619	98,1	0,49
Республика Карелия	0,35	2136	182,2	0,91
Белгородская обл.	0,35	2390	293,7	1,46
Нижегородская обл.	0,35	2458	481,5	2,40
Липецкая обл.	0,36	2407	204,6	1,02
Самарская обл.	0,36	2314	498,4	2,48
Свердловская обл.	0,36	2288	983,0	4,90
Рязанская обл.	0,36	2424	128,5	0,64
Тюменская обл.	0,36	2025	1673,1	8,34
Ставропольский край	0,37	2941	199,6	0,99
Чувашская Республика	0,37	2415	118,7	0,59
Краснодарский край	0,37	2873	461,0	2,30
Удмуртская Республика	0,38	2331	205,1	1,02
Пермский край	0,38	2195	488,7	2,43
Челябинская обл.	0,38	2229	751,9	3,75
Оренбургская обл.	0,38	2373	375,6	1,87
Кировская обл.	0,41	2551	171,0	0,85
Республика Татарстан	0,42	2076	551,3	2,75
Мурманская обл.	0,44	1339	287,4	1,43
Республика Башкортостан	0,45	1924	537,1	2,68
Республика Калмыкия	0,49	1958	10,9	0,05

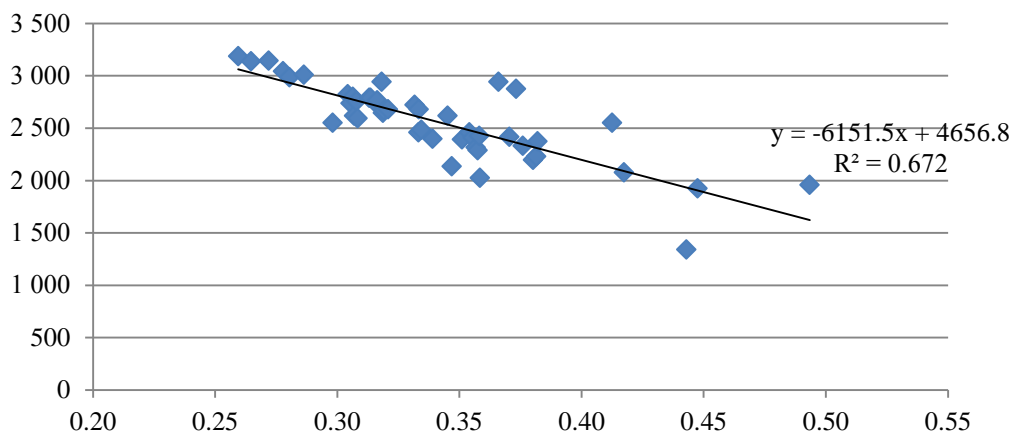


Рис. П9.10. Зависимость отношения индекса цен РСВ к фактической среднеотпускной цене (р./МВт·ч) электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП для первой ценовой зоны (Европа, Урал за исключением субъектов по ПП № 1172)

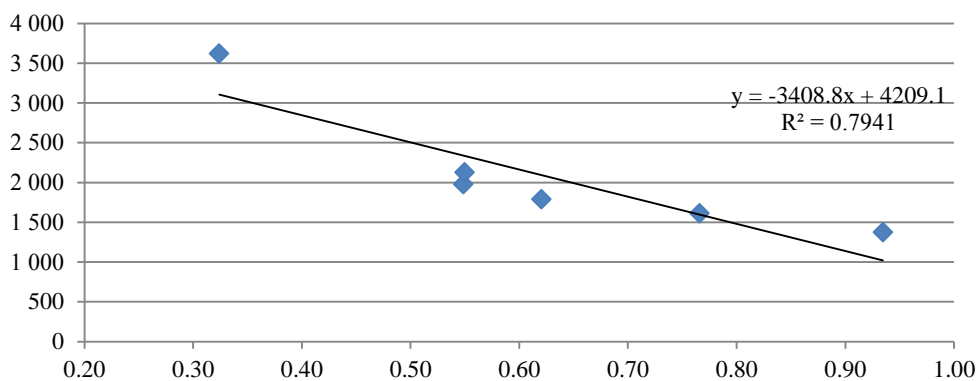


Рис. П9.11. Зависимость отношения индекса цен РСВ к фактической среднеотпускной цене (р./МВт·ч) электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП для республик Северного Кавказа и Республики Тыва

Таблица П9.10

Отношение цен РСВ и у конечного потребителя, фактическая среднеотпускная цена электроэнергии у потребителя в регионах, регулируемых ПП № 1172

	Отношение цен, РСВ у потребителя	Фактическая среднеотпускная цена электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП, январь 2012, руб./МВт·ч	Объемы электропотребления с 24.02.2012 по 01.03.2012 тыс. МВт·ч	Доля в электропотреблении субъектов, входящих в первую и вторую ценовую зоны, %
Республика Ингушетия	0,32	3619	16,2	0,08
Карачаево-Черкесская респ.	0,55	1975	27,8	0,14
Респ. Северная Осетия – Алания	0,55	2127	51,2	0,26
Кабардино-Балкарская респ.	0,62	1788	35,4	0,18
Чеченская Республика	0,77	1610	56,8	0,28
Республика Дагестан	0,93	1373	143,3	0,71
Республика Тыва	0,31	2153	18,6	0,09

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 02.12.2010. № 1172 установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (поставка электроэнергии по регулируемым тарифам) для республик Северного Кавказа и Республики Тыва.

Таблица П9.11

Отношение цен РСВ и у потребителя, фактическая среднеотпускная цена электроэнергии у потребителя во второй ценовой зоне

	Отношение цен, РСВ у потребителя	Фактическая среднеотпускная цена электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП, январь 2012, руб./МВт·ч	Объемы электропотребления с 24.02.2012 по 01.03.2012 тыс. МВт·ч	Доля в электропотреблении субъектов, входящих в первую и вторую ценовую зоны, %
Забайкальский край	0,24	2653	169,8	0,85
Алтайский край	0,29	2186	237,5	1,18
Омская обл.	0,31	2136	239,0	1,19
Республика Алтай	0,32	2186	13,7	0,07
Республика Бурятия	0,32	2025	122,9	0,61
Кемеровская обл.	0,33	1898	713,9	3,56
Томская обл.	0,34	1847	192,1	0,96
Новосибирская обл.	0,37	1661	346,4	1,73
Красноярский край	0,39	1568	901,9	4,49
Республика Хакасия	0,40	1551	358,4	1,79
Иркутская обл.	0,52	1161	1135,7	5,66

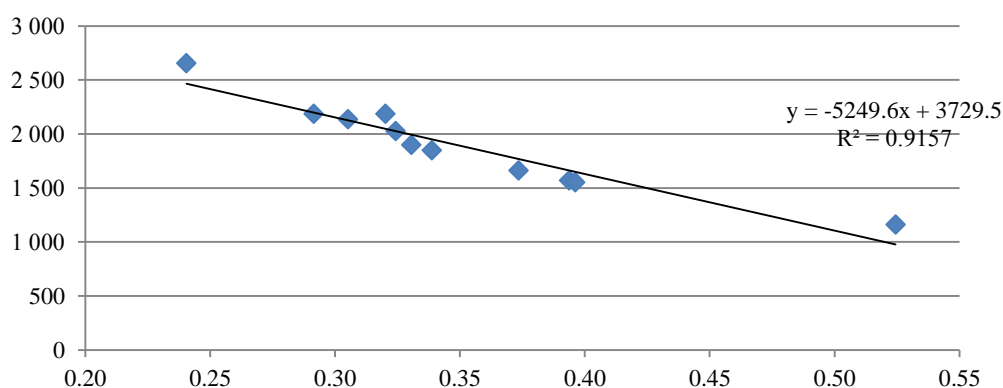


Рис. П9.12. Зависимость отношения индекса цен РСВ к фактической среднеотпускной цене (руб./МВт·ч) электроэнергии для потребителей на территории обслуживания ГП для второй ценовой зоны

Если мы рассмотрим динамику цен на рынке на сутки вперед, то увидим, что вклад генерации в рост стоимости электроэнергии с января 2010 г. в первой и с января 2008 г. во второй ценовых зонах минимален, что ведет к дальнейшему снижению данного показателя (рис. П9.13, П9.14, по данным НП Совет рынка [160]).

Отметим, что относительная стабилизация стоимости генерации электроэнергии происходила при росте доли продаж, на котором цена определяется «рынком на сутки вперед» и, соответственно, снижением объема регулируемых договоров (рис. П9.15, по

данным НП Совет рынка [160]), что указывает на удовлетворительное решение проблемы ценообразования на оптовом рынке электроэнергии на основе сегодняшней маржинальной модели ценообразования на нем. Но эта величина для большинства потребителей составляет меньшую часть «золотого сечения» в структуре цены электроэнергии, и ее стабилизация практически неувеличиваема для них на фоне роста цен на сетевую и сбытовую составляющую.

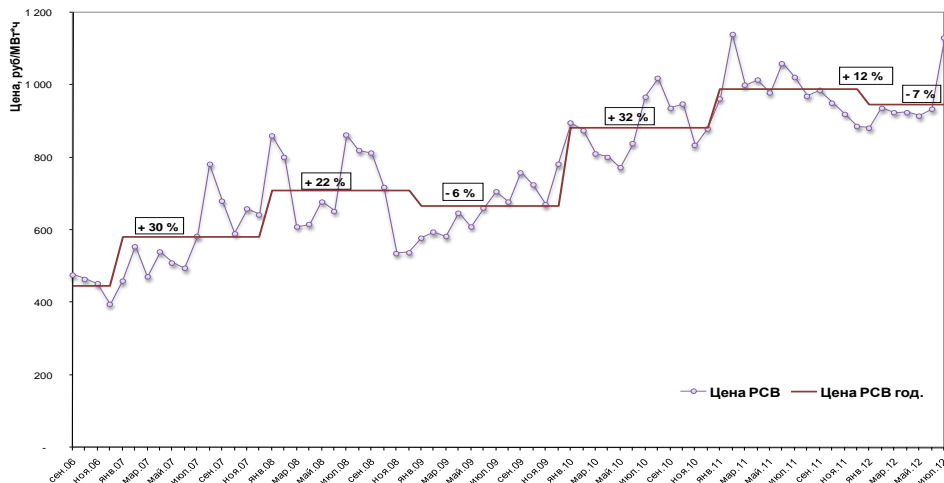


Рис. П9.13. Динамика цен на рынке на сутки вперед, первая ценовая зона, 2006–2012 гг.

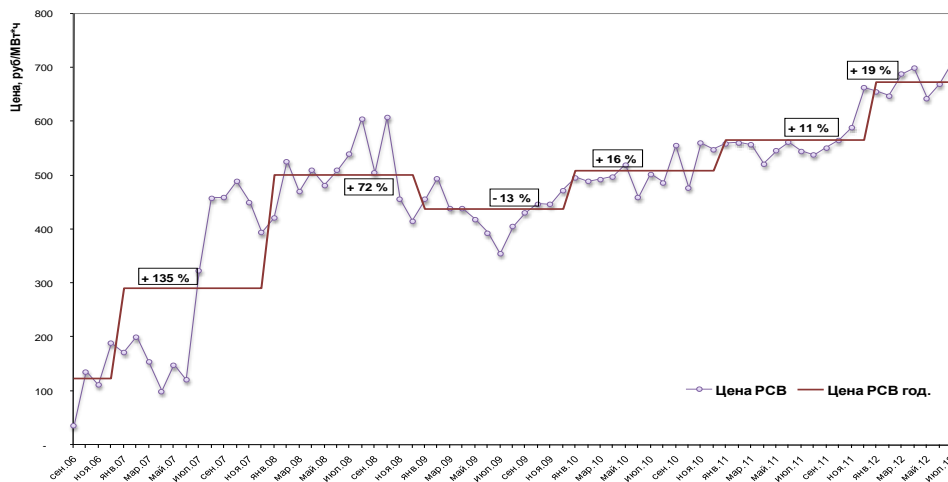


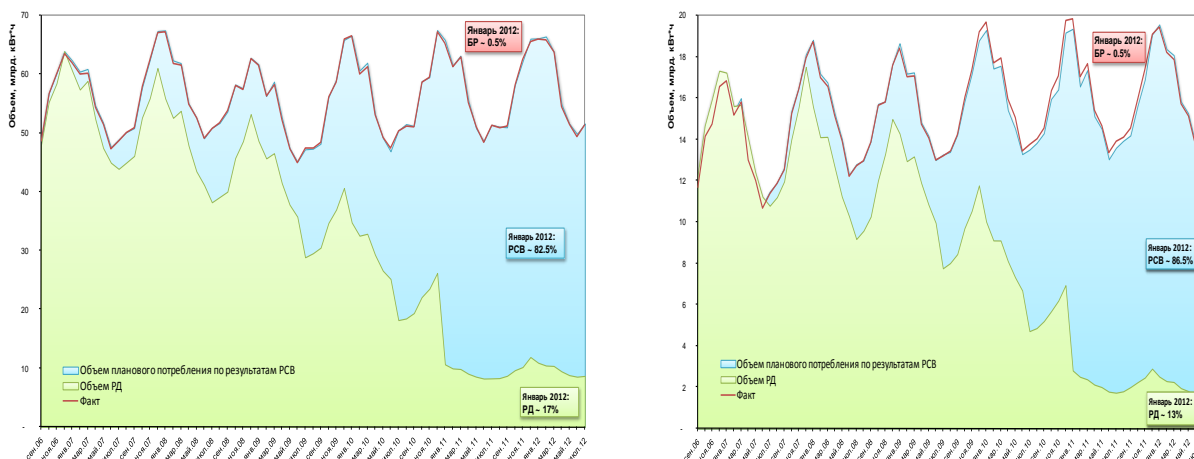
Рис. П9.14. Динамика цен на рынке на сутки вперед, вторая ценовая зона, 2006–2012 гг.

Таблица П9.12

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, отпускаемой прочим потребителям (одноставочный тариф, р./МВт·ч)

Регион, период действия	Напряжение			
	ВН	СН-I	СН-II	НН
Ярославская область с 01.01.2012 г. [170]	884,26	1291,66	1526,38	2704,95
Пермский край с 01.07.2012 г. [106]	716,30	1070,80	1614,32	2061,06
Алтайский край с 01.07.12 г. [334]	734,06	1296,39	1478,31	2540,91

Проведем сравнение соотношения стоимости электроэнергии для категории «прочие потребители», подключенных к сетям на различном напряжении в России. Например, в Костромской области в июле 2012 г. «отношение предельных уровней регулируемых цен на электрическую энергию для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляется почасовой учет, и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по цене услуг в одноставочном выражении», составило НН/ВН – 1,52/1; СН1/ВН – 1,35/1; СНП/ВН – 1,01/1 [169]. Для Московской области это соотношение в среднем составило: НН/ВН – 1,75/1; СН1/ВН – 1,37/1; СНП/ВН – 1,37/1 [15]. Отношение стоимости электроэнергии «прочих потребителей» ВН/НН для Ярославской области составляет 1,9/1, для Пермского края – 1,7/1 и т.д. Причиной является различие тарифов на услуги по передаче электрической энергии на высоком и низком напряжении, которые для Ярославской области и Пермского края составляет примерно трехкратную величину. Аналогичное соотношение можно наблюдать в целом ряде российских регионов (табл. П9.12).



Первая ценовая зона

Вторая ценовая зона

Рис. П9.15. Динамика объемов продаж электроэнергии на «рынке на сутки вперед» и по регулируемым договорам 2006–2012 гг.

В табл. П9.13 на примере Москвы показано, что подобные соотношения стоимости электроэнергии на высоком и низком напряжении сохраняются длительное время.

Таблица П9.13

Динамика соотношения величин тарифов на электроэнергию высокого и низкого напряжения для 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

Приведенные данные показывают, что усилия по снижению стоимости электроэнергии должны быть приложены в первую очередь к сокращению доли сетевых, сбытовых и прочих надбавок в структуре цены электроэнергии у потребителя. При этом необходимо помнить, что 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.

Можно сделать вывод, что российская промышленность имеет неконкурентоспособные цены электроэнергии, которые будут расти согласно прогнозам Министерства экономического развития России и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. [12, 21] быстрее, чем в период энергетического кризиса 1970-х гг. 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 отстает от среднемирового уровня и в 2,7 раза – от уровня стран с высокими доходами [22], мировая доля электропотребления России превышает долю российского ВВП в мире в 3,75 раза [9] (рис. 2.14). В работе [71] 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 академика Е.М. Примакова на заседании «Меркурий-клуба» на тему «Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России» 18.03.2010 г., затраты на энергоносители в структуре себестоимости продукции в России в среднем превышают аналогичные показатели в Китае в 1,7 раза, в 7 раз – в Соединенных Штатах, в 12 раз – в странах ЕС, что является одной из главных причин неконкурентоспособности нашей экономики [97]. Поэтому для экономического развития России стоимость электроснабжения имеет первостепенное значение и по сути становится фактором, в значительной мере сдерживающим дальнейший рост электропотребления. Как справедливо отмечается в работе [324] промышленность создается 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.

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 перекалывание на вновь создаваемые и расширяющиеся предприятия требуемых инвестиций в развитие энергетики делает большинство проектов убыточными и сдерживает экономическое развитие страны.

Согласно ежегодному докладу «Doing Business» за 2012 г., подготовленному Всемирным Банком и Международной финансовой корпорацией, Россия поднялась по сравнению с 2010 г. на четыре строчки до 120-го места, но по впервые включенному в рейтинг критерию доступа к электросетям, заняла последнее место: на это в среднем российскому предприятию требуется 10 процедур, 281 день и более 183 тыс. долл. [360].

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%) объемов потребления энергоресурсов. Если же рассматривать проект реализации нового производства с обременением выполнения технических условий на подключение и последующей оплаты электричества по тарифам в 3–4 раза превосходящих стоимость электроэнергии в США (6 рублей и 6 центов США), то напрашивается 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 предположение, что в настоящее время сформирована среда с высоким уровнем рисков и непредсказуемости, способствующая замедлению экономического развития, в которой любые мероприятия, включая выполнение программ развития отдельных отраслей или регионов [455] не способны изменить положение.

Действительно, совокупность двух факторов – 3–4-кратное превышение стоимости энергии и трехкратная (в некоторых случаях 10–15 (2000–2500 долл. США и 6–12 тыс. р. 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. Причем существующая стоимость выполнения технических условий на подключение к сети делает экономически нецелесообразной работу микро-ГЭС, ветряков и т.п. параллельно с сетью и стимулирует развитие хозяйства, фактически являющегося натуральным с локальными источниками энергии.

Монография

С.А. Некрасов

**ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ
АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Часть 2.

Пути трансформации энергоснабжения

Подписано в печать 03.02.2021 г.

Формат 60×90/16. Печ. л. 17,8. Тираж 50 экз. Заказ № 3

ФГБУН Центральный экономико-математический институт РАН

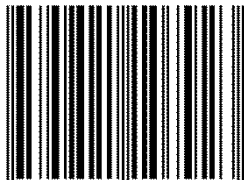
117418, Москва, Нахимовский пр., 47

Тел. 8 (499) 724-21-39

E-mail: ecr@cemi.rssi.ru

<http://www.cemi.rssi.ru/>

ISBN 978-5-8211-0792-3



9 785821 107923