

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

**ПЕРЕХОД РОССИИ  
К КЛИМАТИЧЕСКОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ  
И КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

Монография

Москва  
2022

УДК 338.45  
ББК 65.305.14  
Н48

DOI: 10.33276/978-5-8211-0812-8

**Н48 Некрасов С.А.** Переход России к климатической нейтральности и концепция развития энергетики [Текст]: монография. – М.: ЦЭМИ РАН, 2022. – 245 с. (Рус.)

В монографии рассмотрены теоретико-методологические вопросы формирования альтернативной концепции развития энергетики Российской Федерации. Ее базовой идеей является переход от увеличения количественных показателей к повышению структурной устойчивости национальной энергетики как системы – способности обеспечивать выполнение своих функций в условиях возрастания внешних воздействий. В отличие от действующей концепции повышения надежности энергоснабжения путем строительства новых электростанций, что ведет к снижению коэффициента использования установленной мощности энергосистемы и увеличению издержек, результат достигается на основе задействования технологических возможностей потребителей электроэнергии. Рассматриваются механизмы, направленные на вовлечение неиспользуемого в настоящее время потенциала адаптации графика электропотребления конечным потребителем для снижения издержек функционирования неразрывной технологической цепочки производство-передача-потребление электроэнергии. Достижимое при этом увеличение гибкости энергоснабжения создает условия как для снижения стоимости электроэнергии, так и для минимизации затрат интеграции в энергосистему возобновляемых источников энергии с их зависящей от природных условий генерацией.

*Ключевые слова:* концепция развития энергетики, климатическая нейтральность, эффективность энергоснабжения, потребитель электроэнергии, прогнозирование электропотребления, возобновляемая энергетика, когенерация, накопители тепловой и электрической энергии.

*JEL:* A12; L94; Q42; Q47; R58.

**Nekrasov S.A.** Russia's Transition to Climate Neutrality and the Concept of Energy Development [Text]: monograph. – Moscow: CEMI Russian Academy of Sciences, 2022. – 245 p. (Rus.)

The monograph examines the theoretical and methodological issues of forming an alternative concept for the development of the energy sector of the Russian Federation. Its basic idea is the transition from an increase in quantitative indicators to an increase in the structural stability of the national energy sector as a system - the ability to ensure the performance of its functions in terms of increasing external influences. Unlike the current concept of improving the reliability of energy supply through the construction of new power stations, which leads to a decrease of the capacity factor and an increase in costs, the result is achieved through the use of technological capabilities of electricity consumers. Mechanisms are considered aimed at involving the currently unused potential of adapting the power consumption schedule by the end consumer in order to reduce the operating costs of the inextricable technological chain of production-transmission-consumption of electricity. The resulting increase in energy supply flexibility creates conditions both for reducing the cost of electricity and for minimizing the costs of integrating renewable energy sources with their generation dependent on natural conditions into the energy system.

*Keywords:* energy development concept, climate neutrality, energy supply efficiency, electricity consumer, electricity consumption forecasting, renewable energy, cogeneration, thermal and electrical energy storage.

*JEL:* A12; L94; Q42; Q47; R58.

Рецензенты: доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент РАН Г.Б. Клейнер;  
доктор экономических наук И.Д. Грачев;  
доктор экономических наук, профессор Г.П. Кутовой.

УДК 338.45  
ББК 65.305.14

ISBN 978-5-8211-0812-8

© Текст. Некрасов С.А., 2022 г.

© ФГБУН Центральный экономико-математический институт РАН,  
2022 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКИ в РОССИИ .....	10
1.2. Две точки зрения на результаты реформы российской электроэнергетики.....	10
1.2. Развитие системного подхода в отечественной энергетике до 1990 г. ....	17
1.3. Рост доли возобновляемых источников энергии в мире .....	36
1.4. Пути перехода к сбалансированному состоянию электроэнергетики .....	49
Выводы к главе 1 .....	56
ГЛАВА 2. ПРОВЕДЕННЫЕ ДЕЗИНГРЕССИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ – КЛЮЧЕВАЯ ПРИЧИНА ВЫСОКИХ ИЗДЕРЖЕК ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ .....	59
2.1. Размывание системного подхода и издержки энергоснабжения.....	59
2.2. Необходимость экзогенной корректировки развития энергетики.....	64
2.3. Обеспечение общесистемной эффективности или достижение наилучших показателей отдельных проектов.....	71
2.4. Эффективность функционирования энергосистемы и цены на электроэнергию.....	74
Выводы к главе 2 .....	85
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ КОРРЕКТИРОВКИ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ .....	87
3.1. Возрастание значимости надежности энергоснабжения для устойчивого экономического развития .....	87
3.2. Повышение роли потребителя – основа корректировки концепции развития электроэнергетики.....	93
3.3. Пути гармонизации технологического процесса производство–потребление энергетических ресурсов .....	97
3.4. Координация энергоснабжения и систем жизнеобеспечения.....	112
Выводы к главе 3 .....	126
ГЛАВА 4. КООРДИНАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ И ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ .....	128
4.1. Дополнение энергосистемы распределенной энергетикой и возобновляемыми источниками энергии .....	128
4.2. Когенерация – наиболее действенный способ снижения издержек энергоснабжения .....	137
4.3. Повышение эффективности производственных систем энергетики в результате ценологического распределения генерирующих мощностей.....	145
Выводы к главе 4 .....	155

ГЛАВА 5. ОЦЕНКА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ.....	157
5.1. Взаимосвязь эффективности использования энергетических мощностей и объемов нового энергетического строительства .....	157
5.2. Расхождение прогнозного электропотребления с фактическим и завершение роста удельного потребления электроэнергии в развитых странах .....	184
5.3. Снижение дифференциации УПЭ между развитыми и развивающимися странами и увеличение среди российских регионов .....	201
5.4. Прогноз потребления электроэнергии и необходимой мощности энергосистемы .....	212
Выводы к главе 5 .....	216
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	219
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	225

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

<b>АК</b>	– альтернативная концепция развития электроэнергетики
<b>ВИЭ</b>	– возобновляемые источники энергии
<b>ВЭС</b>	– ветровая электростанция
<b>ГАЭС</b>	– гидроаккумулирующая станция
<b>ГРЭС</b>	– государственная районная электрическая станция
<b>ГТУ</b>	– газотурбинная установка
<b>ДК</b>	– действующая концепция развития электроэнергетики
<b>ДПМ</b>	– договор предоставления мощности
<b>ЕЭС</b>	– Единая энергетическая система
<b>ЖКХ</b>	– жилищно-коммунальное хозяйство
<b>ЖОС</b>	– жизнеобеспечивающие системы
<b>КИУМ</b>	– коэффициент использования установленной мощности
<b>КЭС</b>	– конденсационная электрическая станция
<b>ЛЭП</b>	– линии электропередач
<b>НВВ</b>	– необходимая валовая выручка
<b>ОГК</b>	– объединенная генерирующая компания
<b>ПГУ</b>	– парогазовая установка
<b>РТС</b>	– районная тепловая станция
<b>СЭС</b>	– солнечная электростанция
<b>ТБО</b>	– твердые бытовые отходы
<b>ТГК</b>	– территориальная генерирующая компания
<b>ТСО</b>	– теплоснабжающая организация
<b>ТЭБ</b>	– топливно-энергетический баланс
<b>ТЭР</b>	– топливно-энергетические ресурсы
<b>ТЭС</b>	– тепловая электростанция
<b>ТЭЦ</b>	– теплоэлектроцентраль
<b>УПЭ</b>	– удельное (подушное) потребление электроэнергии
<b>УРУТ</b>	– удельный расход условного топлива
<b>ЧЧИМ</b>	– число часов использования установленной мощности
<b>DAACS</b>	– Direct Air Carbon Capture and Storage (прямой захват углекислого газа)
<b>V2G</b>	– vehicle to grid (подключение электромобилей к электрической сети)

## ВВЕДЕНИЕ

Изменение климата – одна из наиболее масштабных проблем, требующая объединения усилий всего человечества. Несмотря на отсутствие единой точки зрения в мировом сообществе о причинах изменения климата, официальная позиция ООН и большинства стран связывает этот вопрос с сокращением антропогенной эмиссии парниковых газов.

Основой международного правового режима в сфере климата является Парижское соглашение. В этом документе сформулированы взаимоувязанные цели: удержать рост средней температуры на планете в пределах 2 °С; обеспечить переход на низкоуглеродный путь развития; реформировать мировые финансы с тем, чтобы их распределение служило целям декарбонизации; пройти пик выбросов парниковых газов и приступить к их абсолютному сокращению с тем, чтобы во второй половине века выйти на баланс между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением из атмосферы. Более 120 стран заявили о том, что видят главной целью своей деятельности в климатической сфере климатическую нейтральность, «то есть ноль по выбросам за вычетом поглощения». Достижение климатической нейтральности является целью не только государств и их союзов (Европейского союза, Японии – к 2050 г., Китая – к 2060 г.), но и мировых корпораций Maersk, Volkswagen, в том числе таких нефтяных компаний, как Shell, Total, BP, Лукойл.

Примером влияния задачи достижения климатической нейтральности на мировую экономику является практически синхронная корректировка в различных странах исследований в области получения, транспортировки и использования водорода с целью замещения потребления органических энергоносителей. После принятия Водородной стратегии 2017 г. Японии, Дорожной карты водородной экономики 2019 г. Южной Кореи, Национальной водородной стратегии 2019 г. Австралии, были приняты Национальная водородная стратегия 2020 г. Германии, Национальная стратегия развития чистого водорода 2020 г. Франции, Государственная стратегия по водороду 2020 г. Голландии, Водородная стратегия 2020 г. Норвегии, Национальная водородная стратегия 2020 г. Португалии и т.д. Несмотря на отсутствие единой точки зрения по вопросу наиболее эффективной технологии получения водорода, принятые программы объединяет комплексный подход: они предполагают замещение потребления ископаемых видов топлива не только в энергетике, но и в промышленности, на транспорте, в домохозяйствах. Реализация предусмотренных в них задач полностью преобразит не только сектор потребления энергетических ресурсов, но и потребует качественных изменений в энергомашиностроении, двигателестроении, изменит спрос на редкие и цветные металлы и т.д. В России в 2020 г. был утвержден План мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г.

Ускорение развития водородной энергетики дополняется не менее синхронным стартом капиталоемких проектов достижения климатической нейтральности путем

секвестрации углекислого газа. Наименее затратной технологией улавливания  $\text{CO}_2$  является его химическая абсорбция из уходящих газов в энергетике. Удельные затраты секвестрации углекислого газа составляют более 50 долл./т без учета издержек на транспортировку (4 долл./т 1000 км) и захоронение  $\text{CO}_2$  (8–23 долл./т). Суммарные затраты на улавливание и захоронение  $\text{CO}_2$  в пределах 70 долл./т для тепловых электростанций эквивалентны удорожанию природного газа на 130 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Применение систем улавливания  $\text{CO}_2$  уходящих газов парогазовых (ПГУ) энергоблоков, ПГУ с газификацией угля, угольных энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами приведет к увеличению удельных капиталовложений на 50–90% и снижению на 6–8% КПД установок. В результате стоимость производства электроэнергии на этих электростанциях повысится на 30–65 долл./МВт·ч [462].

Но улавливания  $\text{CO}_2$  только на промышленных и энергетических предприятиях не будет достаточным для компенсации негативного антропогенного воздействия на окружающую среду. Для достижения климатической нейтральности в США рассматривается проект создания системы по улавливанию 36 млрд т  $\text{CO}_2$  в год. Она будет состоять из 30000 станций прямого захвата (Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS)) углекислого газа. Капитальные затраты строительства одной станции производительностью 1,2 млн т  $\text{CO}_2$  в год составят 500 млн долл. На первоначальном этапе удельные затраты улавливания составят 94 долл. т/ $\text{CO}_2$  [463]. Лимитирующим фактором создания такой системы являются не затраты, а темпы, с которыми суммарная мощность DACCS может быть увеличена: максимальная скорость масштабирования DACCS составляет в среднем 1,5 млрд т  $\text{CO}_2$ /год. Важным ограничивающим фактором являются имеющиеся мировые мощности по производству гидроксида калия. Уже на первоначальном этапе при запуске системы производительностью 10 млрд т  $\text{CO}_2$ /год потребуется в 1,5 раза увеличить его производство в мире. Итогом реализации проектов по снижению негативного антропогенного влияния на окружающую среду станет не столько снижение этого влияния, сколько формирование платежеспособного спроса на добычу калийных солей и их последующий электролиз для получения необходимых химических реагентов. В дополнение к наращиванию энергоемкого производства гидроксида калия, для эксплуатации системы улавливания  $\text{CO}_2$  в объеме 36 млрд т/год к 2100 г. потребуется около 50 ЭДЖ/год электроэнергии, что составляет более половины сегодняшнего общего объема ее производства. Помимо обеспечения процесса улавливания энергией и реагентами остается открытым вопрос надежности захоронения подобных объемов  $\text{CO}_2$  и вероятности последующего его возврата в атмосферу. В итоге, несмотря на декларируемые цели, такой подход приведет к увеличению негативного экологического воздействия на окружающую среду.

Рыночным механизмом стимулирования оснащения производственных процессов промышленности и энергетики системами улавливания углекислого газа является повышение оплаты выбросов. Джозеф Стиглиц, Нобелевский лауреат по экономике 2001 г. предлагает повышение ставки углеродного налога в ближайшие 10 лет до

80 долл./т CO<sub>2</sub> [464]. Согласно докладу МГЭИК на Конференции ООН по климату в Катовице (декабрь 2018 г.), правительствам необходимо будет ввести эффективные цены на углерод от 135 до 5500 долл./т CO<sub>2</sub> к 2030 году, чтобы общее глобальное потепление было ниже 1,5° С.

При учете ограничений на выбросы парниковых газов, тепловые станции России должны быть оснащены системами улавливания CO<sub>2</sub>, что станет дополнительной причиной удорожания энергоснабжения. Наличие же доступного и стабильного энергоснабжения всегда имело фундаментальное значение для развития общества. Энергетика в современном мире играет ведущую роль, являясь основой развития всех других отраслей материального производства и социальной сферы [334], обеспечивая экономическую безопасность государства и его суверенитет. В силу ее стратегической значимости развитию энергетики уделялось первоочередное внимание. Развитие энергетики достигается за счет масштабных инвестиций. Так, в 1980-е гг. на развитие советской энергетики затрачивалось около 1/3 всех капиталовложений. При этом отношение капиталовложений к ежегодному доходу в электроэнергетике в настоящее время до 15 раз выше, чем в среднем по машиностроению [324].

Фактором, негативно влияющим на экономическое развитие, является высокая стоимость энергоснабжения. Положение усугубляется и тем, что в России в рамках действующей концепции развития электроэнергетики (ДК) запущены механизмы, ведущие к дальнейшему росту стоимости энергоснабжения. Так, рост тарифов на электроэнергию для предприятий и населения с 2008 г. по 2017 г. опередил инфляцию в 1,6 и 1,3 раза, соответственно [302]. Для сравнения: с 1970-х гг. в США приведенные цены на электроэнергию для промышленных предприятий неизменны (6–8 центов за кВт·ч, что меньше, чем в России для средних и малых предприятий) с перспективой стабильности до 2030 г. Высокая стоимость электроснабжения в долгосрочной перспективе обуславливает снижение объема потребления электроэнергии и является фактором, определяющим экономическую безопасность России. А в условиях обострения конкуренции на мировых рынках, экономических санкций и торговых войн проблема повышения эффективности функционирования энергетики становится особенно значимой. Еще более значимой данная проблема станет в обозримом будущем с переходом к цифровой экономике и информационному обществу, требующим повышения надежности и качества энергоснабжения, а значит, – и инвестиций. Однако цены на электроэнергию для промышленных потребителей уже сейчас являются лимитирующим фактором социально-экономического развития и в ряде случаев создают условия для стихийного перехода потребителей на установку собственной автономной генерации [224].

Поэтому по истечению 30 лет проведения следующих друг за другом реформ по мнению разработчика принципов построения и функционирования автоматизированной системы плановых расчетов, создаваемой в Госплане СССР, а в последующем экс-министра экономики и заместителя председателя правления РАО «ЕЭС России» Я.М. Уринсона необходима разработка нового целевого видения развития не только

одной отрасли – электроэнергетики, но и связанных с потреблением электроэнергии областей. «Сегодня для отрасли характерна деградация конкурентной структуры в генерации, низкий уровень конкуренции и искажение цен на оптовом рынке электроэнергии, отсутствие конкуренции на розничных рынках электроэнергии и механизмов конкурентных поставок электроэнергии на локальном уровне, а также незавершенность процессов построения региональных рынков тепла, скоординированных с развитием рынка электроэнергии; фрагментарность федеральной политики в развитии рынков теплоэнергии. Отсутствие систематической работы, исследований и поиска системных решений, улучшающих условия функционирования и развития российской электроэнергетики и рынков электроэнергии (мощности), привело к тому, что мы потеряли из виду перспективу, – куда мы движемся и куда нужно двигаться, – и для следующего шага смотрим только на короткий горизонт» [306].

До начала реализации капиталоемких проектов секвестрации углекислого газа в промышленности и энергетике, результатом которой в случае движения в предлагаемом мейнстриме станет удорожание энергоснабжения на десятки процентов, является концентрация усилий на совершенствовании производственных процессов в энергетике. Данное утверждение особенно актуально для Российской Федерации в связи с высокой энергоемкостью ее экономики и более высокими затратами на энергообеспечение в силу климатических особенностей. Поэтому для сохранения структурной устойчивости отечественной экономики (способности функционировать при изменении внешних воздействий) следует в первую очередь использовать наименее затратные способы выполнения обязательств, следующих из вступления в Парижское соглашение. Обеспечение эффективного функционирования электроэнергетики – необходимое условие экономического роста страны – требует разработки альтернативной концепции (АК) ее развития, ориентированной на выявление резервов производственных систем, минимизации удорожания энергоснабжения в результате перехода к климатической нейтральности.

# ГЛАВА 1.

## ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

### *1.2. Две точки зрения на результаты реформы российской электроэнергетики*

Среди реформ, проведенных в России на протяжении последних 30 лет, реформа электроэнергетики является одной из самых противоречивых и неоднозначно воспринимаемых обществом. Согласно отраслевым отчетам, электроэнергетика успешно развивается, и монопольная отрасль, контролируемая государством, превратилась в рыночную, основанную на конкуренции и частной собственности. В отрасли проведены необходимые структурные преобразования, создана система рынков, обеспечено поступление масштабных инвестиций, что привело к резкому росту ввода мощностей в электроэнергетике [327]. Рентабельность предприятий генерации, передачи и распределения электроэнергии возросла в 2010–2018 гг. с 14% более чем до 20%, что является значением, превышающим средние показатели по отраслям экономики России (6,8% в 2018 г.). Высоки показатели социальной устойчивости отрасли (численность занятых, принятых и выбывших работников, созданных и ликвидированных рабочих мест, среднемесячная номинальная заработная плата в отрасли, число работников, занятых во вредных условиях труда, удовлетворенность работников и их социальная обеспеченность) [95].

Однако результатом реформы является:

- снижение эффективности работы энергетики: «с 1991 г. более чем в 1,5 раза увеличились относительные технологические потери электроэнергии в электрических сетях на ее передачу; более чем в 1,5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли; более чем в 2,5 раза снизилась эффективность использования капитальных вложений» [329];
- «распад энергетической отрасли России», приведший к «разрушению энергокомплекса и потере управления им» [220];
- «системное разрушение системы: разработанные зарубежными консультантами преобразования российской электроэнергетики были изначально дезорганизованы и затратны. Их внедрение российскими лоббистами без учета реальных условий функционирования отечественных энергокомпаний дополнительно усугубило итоги для потребителей, экономики страны и самой отрасли» [175];
- запуск «энергетического тормоза развития экономики» [180].

Дополнительная аргументация любой из приведенных точек зрения едва ли повысит степень их научной обоснованности, и ее результатом станет не приближение к выработке общей позиции, не устранение расхождения мнений, а его дальнейшее углубление.

Наша задача состоит в рассмотрении данного противоречия и путей его решения на основе системного подхода, с наиболее общей, находящейся вне энергетики, точки зрения [193]. Создателем представления об общей теории систем считается Л. Берталанфи (L. Bertalanfy), который определял систему как комплекс взаимодействующих элементов: «Все состоящее из связанных друг с другом частей будем называть системой» [50]. В последующем общая теория систем получила бурное развитие, и к 1974 г. существовало более 40 определений систем. В результате их всестороннего анализа было выбрано определение системы как «упорядоченного определенным образом множества элементов, взаимосвязанных между собой и образующих некоторое целостное единство» [278]. В этой работе под системой понимается совокупность элементов и (или) отношений, закономерно связанных в единое целое, которое обладает свойствами, отсутствующими у элементов и отношений его образующих.

Наличие доступного и стабильного энергоснабжения всегда имело фундаментальное значение для развития общества. Рост мирового валового продукта, как и ВВП конкретной страны четко коррелирует с ростом энергопотребления. Вне зависимости от способа исчисления ВВП четко прослеживается простая линейная корреляция между произведенным продуктом и потребленной энергией. Изучение проблем энергетики, ее развития и эволюции показало, что ключевая информация, определяющая доминантную часть современного развития, сосредоточена в динамике валового продукта и потреблении энергии [68]. Поэтому роль энергетики в экономике исключительно велика: энергетика сегодня является не только отраслью экономики, но и системой трансформации всех потенциальных ресурсов в совокупный капитал социума [61].

При изучении реального объекта, а тем более такой сложного и значимого как энергетика, системный подход состоит в том, что по отношению к нему применяют сначала макроподход, а затем – микроподход. «Наиболее характерным при этом является то, что отправным пунктом исследования является рассмотрение этого объекта во внешнем мире, а затем – членение его на составляющие, выделение их характерных подсистем, рассмотрение связей между ними и т.д.» [202]. В результате вначале объект рассматривают как подсистему некоторой более широкой, объемлющей надсистемы, а после этого – как совокупность взаимосвязанных систем [48, 58, 59, 194]. Для экономики такой минимальной надсистемой (надсистемной оболочкой) выступает общество [143].

В соответствии с этим проанализируем изменения, происходившие с начала становления отечественной энергетики, с позиции всеобщей организационной науки – тектологии. «Весь опыт науки убеждает нас, что возможность и вероятность решения задач возрастает при их постановке в обобщенной форме» [54, т. 1, с. 46]. Тектология (в переводе с греческого – учение о строительстве) – общенаучная, даже наднаучная система. Она рассматривает все процессы в мире, описывая их едиными законами, и в этом смысле оказывается аналогом (во многом даже более продвинутым) общей теории систем Л. фон Берталанфи [50]. Исходным пунктом теории А.А. Богданова является положение о том, что законы организации едины для всех объектов, в которых

разнородные явления (элементы) объединяются структурными связями. Отсюда, подход к изучению любого явления должен основываться на исследовании любой системы как отношений всех ее частей, так и ее отношений как целого со средой, т.е. со всеми внешними системами [199].

Первый том тектологии был издан А.А. Богдановым в 1913 г., а в 1922 г. была завершена первая редакция этой трехтомной работы. Ее автор «был, по-видимому, первым, кто зафиксировал существование общих законов (правил) формирования и изменения организационных структур, независимо от их физической природы» [199]. Например, в биологии утверждение о том, что направленность эволюции исходит не от организма, а от взаимодействия организма со средой, было положено в основу синтетической теории эволюции.

Помимо тектологии, А.А. Богданов большое внимание уделял разработке организационных принципов хозяйственного плана молодого Советского государства. Доклад по этой теме был опубликован в 1921 г. – в год создания Государственной общеплановой комиссии при Совете труда и обороны РСФСР (22.2.1921–13.7.1923), впоследствии – Государственный плановый комитет СССР (13.3.1963–2.10.1965 при ВСНХ СССР; 5.7.1978–1.4.1991 при СМ СССР).

Согласно тектологии, «всякую человеческую деятельность можно рассматривать как некоторый материал организационного опыта и исследовать с организационной точки зрения» [54, т. 1, с. 69]. С этой позиции в определении энергетики Председателем Государственной общеплановой комиссии Г.М. Кржижановским как структуры (системы), включающей и энергопроизводство, и энергопотребление [166], базовая идея заключается в комплексном развитии энергетики путем соединения в новую организационную форму производства, передачи и потребления электроэнергии. В 1920-е гг. общее руководство энергетикой осуществляло Главное электротехническое управление (Главэлектро), а в конце 1930-х гг. – Народный комиссариат электростанций и электропромышленности СССР. Соответственно под энергетикой понималась деятельность, находящаяся в компетенции этих учреждений. В основном это производство и последующая передача электроэнергии ГЭС и районных тепловых электростанций, впоследствии получивших название государственных районных электростанций (ГРЭС).

На этом этапе внимание не акцентировалось на разделении понятий «энергетика» и «электроэнергетика». Но по факту речь шла об электроэнергетике в сегодняшнем ее определении, приведенным в Федеральном законе «Об электроэнергетике»: «отрасли экономики Российской Федерации, включающей в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки и электрической, и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов» [13].

Корректировка понимания энергетики была проведена в 1960 г. В соответствии с [376], энергетикой является область народного хозяйства, науки и техники, охватывающая энергетические ресурсы, производство, передачу, преобразование, аккумулирование, распределение и потребление энергии. Электроэнергетика выступает как раздел энергетики, обеспечивающий электрификацию страны.

Расширение понятия «энергетика» и включение в него вопросов топливообеспечения произошло в 1991 г. после слияния Министерства угольной промышленности, Министерства нефтяной и газовой промышленности с Министерством энергетики и электрификации.

22.02.1991 постановлением Совета Министров СССР № 122 было образовано Министерство топлива и энергетики СССР. 31.08.1991 указом Президента РСФСР на территории РСФСР приостановлена деятельность Министерства энергетики и электрификации СССР, Министерства угольной промышленности СССР, Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР, Министерства атомной энергетики и промышленности СССР (в части управления атомной энергетикой), государственных концернов «Газпром» и «Нефтегазстрой». Должностным лицам указанных ведомств приказано руководствоваться указаниями Минтопэнерго РСФСР и передать ему всю свою собственность по состоянию на 01.08.1991. В итоге были объединены вопросы энергетики, угле- и торфо-, газо- и нефтедобычи, а также систем транспортировки топлива (газо-, нефте-, угле- и трубопроводов водо-угольного топлива и т.п.). В последующем Минтопэнерго России было преобразовано в Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, а в 2008 г. – в Министерство энергетики.

Согласно [57], «энергетика, энергетическая наука – наука о закономерностях процессов и явлений, прямо или косвенно связанных с получением, преобразованием, передачей, распределением и использованием различных видов энергии, о совершенствовании методов прогнозирования и эксплуатации энергетических систем, повышения КПД энергетических установок и уменьшения их экологического влияния на природу. Ведущая отрасль энергетики – электроэнергетика». Таким образом, энергетике в понимании плана ГОЭЛРО соответствует электроэнергетика в вышеприведенном определении [13]. Поэтому в дальнейшем исследовании внимание сфокусировано на электроэнергетике – «отрасли экономики Российской Федерации... являющейся основой функционирования экономики и жизнеобеспечения» [13]. А проблемы торфяной, угольной, газовой, нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности, которые в настоящее время находятся в ведении Министерства энергетики Российской Федерации, затронуты только для более четкого понимания процессов, происходящих в системе энергоснабжения. Важным является тот факт, что в результате преобразований государственных органов, осуществляющих управление энергетикой, вопросы электрификации оказались внешними для отрасли.

Итак, в определении «энергетика» [166] изначальная идея заключалась в объединении в одно целое производства, распределения и потребления энергии. Но из

ингрессии в терминологии А.А. Богданова (от лат. *ingressio* – вхождение) – медленное («вековое») проникновение морских вод в понижения рельефа прибрежной суши при повышении уровня моря или погружении берега [57]) – соединения различающихся элементов в одно целое, вхождения элемента одного комплекса в другой [54, т. 2, с. 156] вовсе не следуют совершенствования системы. Более того, результатом противоположного процесса – разделения системы на части (дезингрессии) – является:

- разрушение ранее существовавших связей;
- образование новых границ с окружающей средой, на месте которых формируются связи нового типа;
- «внедрение элементов среды в систему по линиям уничтоженных сопротивлений» [54];
- расхождение новообразованных подсистем.

Последующее развитие новых выделившихся систем состоит в усложнении организационной формы изначальной системы, росте специализации, а в ряде случаев – в достижении более высоких результатов или, по меньшей мере, в снижении издержек ранее получаемых результатов. Таким образом, ингрессии и дезингрессии – взаимно дополняющие этапы эволюции системы. Их результатом может быть как ее развитие, так и регресс.

Примеры отделений подсистем от системы:

- МВТУ им. Н.Э. Баумана – выделение в 1930 г. учебных (энергетического (МЭИ), авиационного (МАИ), инженерно-строительного (МИСИ), Академии противохимической защиты) и отраслевых институтов (Центрального аэрогидродинамического (ЦАГИ), Всесоюзного авиационных материалов (ВИАМ), Центрального авиационных моторов (ЦИАМ), Научного автомоторного (НАМИ), Всесоюзного электротехнического (ВЭИ) и ряда других);
- МГУ им. М.В. Ломоносова – выделение учебных институтов: Первого медицинского в 1930 г. (1-й ММИ им. И.М. Сеченова), Международных отношений в 1944 г. (МГИМО), Московского физико-технического в 1946 г. (МФТИ).

Каждое из этих структурных преобразований сопровождалось установлением взаимно-дополнительных связей новообразованных институтов с предприятиями и организациями страны. В итоге дезингрессии старейших учебных заведений России, проведенные в 1930, 1944 и 1946 гг., каждый раз приводили к повышению эффективности надсистемы – системы образования и науки СССР.

Какой же механизм определяет, что совершенствованием системы в одних случаях является объединение частей в общую структуру, а в других – выделение из системы ее частей?

Это механизм отбора, постоянно действующий при взаимодействии системы с окружающей внешней средой. «Условием существования любой системы является определенная степень ее устойчивости к тем возмущающим воздействиям, которым она постоянно подвергается» [299]. Если в результате организационных изменений

устойчивость системы к воздействиям внешней среды повышается, то происходит их положительный отбор, и изменения в ней сохраняются. В противном случае следует отказ от прошедших изменений, система возвращается в исходное состояние, а в случае появления различного рода запретов для такого сценария мобилизует ресурсы для перехода в другие, более устойчивые состояния, либо изыскивает дополнительные источники для поддержания своего существования (в этом случае система потребляет ресурсы из надсистемы). Переход в более устойчивое состояние требует определенных затрат, и вероятность его реализации меньше в системе, устойчивость которой снизилась в результате предшествующих преобразований. Если после организационных изменений устойчивость всей экономики или какой-либо из ее частей снизилась, то вероятность последующего перехода в более устойчивое состояние также будет ниже.

Переход в более устойчивое состояние в экономике и отказ от ранее проведенных структурных преобразований (как объединений в единое целое, так и разделений системы на части), если они не способствовали росту устойчивости с учетом изменений внешней среды, не зависит от типа экономических отношений и характерен для любых типов экономики. Например, между слиянием и последующим разделением торговой площадки eBay и платежной системы PayPal в рыночной экономике в XXI в. прошло более 10 лет. Можно привести примеры изменений, происходивших ранее в других типах экономических отношений примерно с аналогичным интервалом времени, но противоположного типа – смены дезингрессий на ингрессии:

- Московский институт философии, литературы и истории имени Н.Г. Чернышевского (МИФЛИ) был выделен из МГУ в 1931 г., а в ноябре 1941 г. объединен с МГУ в Ашхабаде, куда были эвакуированы оба вуза;
- Факультет физико-химической биологии (ФФХБ) МФТИ был образован из Факультета молекулярной и химической физики (ФМХФ) в 1982 г. и объединен с ним же в 1998 г.

В обоих случаях изменения внешней среды были вызваны внешними факторами, не прогнозируемыми на моменты принятия решения о проведении структурных преобразований. Ни начало Войны (ВОВ) и эвакуации 1941 г., ни переформатирование экономических отношений в 1990-е гг., ни последующее изменение отношения к науке не были предсказуемы соответственно ни в 1930 г., ни в 1982 г. Но в обоих случаях внешняя среда принципиально изменилась. И в новых условиях как в мобилизационной экономике начала 1940-х гг., так и в переходной экономике 1990-х гг. путями повышения устойчивости рассматриваемых систем стал отказ от ранее проведенных организационных изменений. Причем цели, для решения которых эти изменения были выполнены, были достигнуты по мере последующего изменения внешней среды (развитие гуманитарных наук продолжилось в послевоенное время; биофармацевтический кластер МФТИ был создан в 2010-е гг., когда началось восстановление технологического суверенитета России). А возврат систем в исходные состояния являлся путем повышения их устойчивости в сложившихся ситуациях с учетом изменений внешней среды.

Таким образом, универсальным, не зависящим от типа систем «механизмом, регулирующим устойчивость, является механизм отбора» [299]. Он работает постоянно и учитывает совокупность изменений, происходящих во внешней среде. Сохраняются только те организационные трансформации, которые повышают устойчивость систем к воздействиям внешней среды с учетом ее изменений в каждый конкретный момент времени. Переход в состояние со сниженной устойчивостью является регрессом системы. Согласно общей теории систем Л. фон Берталанфи, существует структурное соответствие, или логическая гомология систем, независимо от их специфических особенностей, от природы составляющих их элементов и от действующих между ними сил [299]. «Основная идея тектологии заключается в единстве строения и развития самых различных систем независимо от того конкретного материала, из которого они состоят. Это системы любых уровней организации – от атомных и молекулярных до биологических и социальных. А.А. Богданову удалось заложить основы новой синтетической науки, охватывающей все области человеческого знания» [300].

Тектология различает количественную и структурную устойчивость. При прочих равных условиях, система, состоящая из большего числа элементов, будет более устойчивой. Но слова А.В. Суворова «воюют умением, а не числом; от умения происходит согласие» справедливы не только в области военного искусства. Они, по сути, являются лаконичной формулировкой задачи повышения структурной устойчивости применительно к тактике боевых действий своего времени. Причем не только формулировка, но и успешное решение этой задачи на практике на все времена вписаны в историю России за полтора века до создания всеобщей организационной науки – законы тектологии действовали вне зависимости от того, были они оформлены в виде единой теории или нет.

И в XVIII в., и сегодня устойчивость любых систем, независимо от их природы, определяется не только числом элементов, но и способом их сочетания, характером их связей. Рост количественных показателей может повысить общую устойчивость системы только тогда, когда не приводит к снижению ее структурной устойчивости.

Увеличение количественных показателей человеческого организма (рост, вес) является его целью только на первых этапах существования, когда они повышают способность противостоять внешним воздействиям. В последующем их положительная динамика, как правило, не ведет к повышению качества жизни, а тем более – к увеличению ее продолжительности. Более того, в зрелом возрасте наблюдается обратная зависимость между весом и продолжительностью жизни человека. На первое место выходят качественные показатели, обеспечивающие структурную устойчивость системы «человек – внешняя среда» (качество образования, умение приобретать профессиональные навыки, необходимые на данном жизненном этапе, коммуникабельность и т.п.). Отличительным признаком мозга людей творческих профессий является не его вес, а число связей между нервными клетками, благодаря которым расширяются возможности ассоциативного мышления, и повышается гибкость в принятии решений.

Увеличение количественных показателей строительного проекта – полезной площади строений в результате роста этажности застройки при прочих равных проектных решениях ведет к снижению устойчивости к сейсмическим воздействиям. При землетрясении малоэтажная застройка получает меньше разрушений.

Существует общая закономерность: чем на более раннем этапе своего развития находится система, чем она менее организована, тем в большей степени для нее характерен рост количественных показателей; причем динамика количественной устойчивости опережает динамику структурной устойчивости. Если различия в количественной устойчивости двух систем могут сохраняться в разных условиях, то различия в структурной устойчивости всегда зависят от конкретных условий внешней среды [299].

## ***1.2. Развитие системного подхода в отечественной энергетике до 1990 г.***

Теперь с точки зрения рассмотренных общих закономерностей проанализируем результаты структурных изменений российской энергетике, проведенных по мере становления отрасли.

«Попытки применения электричества были предприняты во второй половине XIX в. Основными направлениями стали недавно изобретенный телеграф, гальванотехника и военная техника (мины с электрическим взрывателем), но первое общественное использование электроэнергии состояло в освещении» [284]. Первый опыт уличного освещения был проведен 11 сентября 1873 г. на ул. Одесская на тогдашней окраине Санкт-Петербурга. Но его положительный результат не привел к распространению этого технологического решения в России на протяжении длительного периода. Вначале инновация получила распространение во Франции. В мае 1877 г. электрическое освещение применялось на Avenue de l'Opera в Париже. Но только в 1879 г. первое электрическое освещение появилось на Литейном мосту. Причина столь необычного выбора первого объекта электроосвещения в городе с огромным числом улиц и проспектов была в высокой прибыльности «Общества газового освещения Санкт-Петербурга», доставлявшего газ для уличных фонарей и являвшегося, по сути, монополистом. Возможности заменить газовое освещение на электрическое на улицах города не было, для города, точнее для системы, выражающей его интересы, электрическое освещение оказалось ненужным. Тогда Ф.А. Пироцкий реализовал проект на улице, которая никому не принадлежала и соответственно не контролировалась этой системой, а обеспечивавшая электроснабжение фонарей Литейного моста электростанция – она же первая в городе – расположилась на барже [284]. С тех пор до начала электрического освещения улиц Петербурга прошло более 10 лет.

Задержка на десятилетия практической реализации решений, ведущих к повышению эффективности системы городского освещения, не была отличительной чертой одного Санкт-Петербурга, но была характерна для многих городов России. Так в 1880-

е гг. «Общество электрического освещения 1886 г.» заключило «договор с Московской городской управой, который в отличие от петербургских соглашений не препятствовал присутствию в городе еще одного или нескольких частных предприятий для электрического освещения. Но при этом по договору город не имел права следить ни за техническим выполнением устройства электрических сетей, ни за тем, насколько ведение дела соответствует условиям договора. В результате “Общество 1886 г.” или вовсе не присоединяло невыгодных для него потребителей, или заставляло ждать присоединения многие месяцы. В 1888 г. этим пыталась воспользоваться австрийская фирма “Ганс и К”», предложившая договор об электрическом освещении улиц Москвы “переменными токами высокого напряжения”» [284]. И тогда «Общество 1886 г.» начало компрометацию проекта конкурента, научно обосновывая опасность токов напряжением в диапазоне 1000–2000 В. Более того, в представленных материалах аргументировалось, что «система переменного тока является еретической, не национальной и, безусловно, губительной; обосновывалось, что трансформаторы запрещены во всех порядочных государствах Запада. Несмотря на то, что компетентные эксперты доказали несостоятельность приведенной аргументации, проект контракта с австрийцами был “положен под сукно”» [284]. Ситуация сохранялась более 20 лет, и лишь «в 1911 г. Мосгордума провела конкурс на устройство уличного освещения в тех районах, до которых кабельная сеть “Общества 1886 г.” не доходила» [284]. При этом по истечении 8 лет – в 1896 г. «Общество 1886 г.» получило разрешение на строительство Центральной московской электростанции № 1 (МГЭС-1) проектной мощностью 33 000 кВт на Раушской набережной в Замоскворечье, которая вырабатывала переменный трехфазный ток напряжением 2100 В, и создание новой электросети на высоком напряжении. Потребовалась всего несколько лет, чтобы так безапелляционно критикуемые понижающие трансформаторы с 2100 на 120 В (напряжение, на котором производилось электроснабжение потребителей) начали внедряться теми же самыми специалистами, которые до этого их так аргументировано критиковали [284]. Таким образом, утверждение Иммануила Валлерстайна о том, что «ценности становятся весьма эластичны, когда речь заходит о власти и прибыли» («Values are very elastic when it concerns power and profit») [315], относится не только к политической деятельности, но и к научному обоснованию организационных решений по сугубо техническим вопросам. Манипулирование общественным мнением в той или иной технической области происходит тем более успешно, чем ниже уровень организации ее потребителей.

Как сообщает журнал «Электричество» в № 5 за 1880 г., «22 августа в 12 часов дня в С.-Петербурге, на Песках, на углу Болотной улицы и Дегтярного переулка, г. Пирецким первый раз в России был двинут вагон электрической силою, идущей по рельсам, по которым катятся колеса вагона». Впервые в мире были проведены испытания конного экипажа, переделанного на электрическую тягу. Двухъярусный трамвай вместимостью 40 человек перевозил всех желающих. Желая внедрить свои изобретения, Ф.А. Пирецкий проводил встречи с потенциальными инвесторами проекта. Одним из

них был К.Ф. Сименс. В результате регулярное трамвайное сообщение впервые было запущено менее чем через год – в мае 1881 г. компанией «Siemens & Halske». Но только на 1800 км западнее Санкт-Петербурга – в пригороде Берлина. А в России к «середине 1880-х гг. торговым домом “Сименс и Гальске” осуществлялись работы не только по электрическому освещению Невского проспекта и прилегающих улиц» [284], но и некоторых домов столичной аристократии.

Первый трамвай в России на улицах города появился только через 12 лет после успешно проведенных испытаний в столице, в 1892 г. в Киеве. Решающим фактором стал сложный характер рельефа трамвайного маршрута. Так как лошади не справлялись, необходимость движения по Александровскому (Владимирскому) спуску привела к реализации проекта перевода городского транспорта на электрическую тягу. А в Санкт-Петербурге в соответствии с контрактом с владельцами конных железных дорог запрещалось вводить иные виды тяги на существующих или новопроложенных линиях. Поэтому в 1890-е гг. трамвайное сообщение ограничивалось перевозками по льду Невы. С первых в мире опытов трамвайных перевозок, проведенных в Санкт-Петербурге в 1880 г., когда на электрическом трамвае мог прокатиться любой желающий, до появления трамвая на улицах российской столицы в 1907 г. миновало более четверти века.

Противостояние на протяжении десятилетий получивших более раннее развитие конно-железных дорог и нового технологического решения – трамвая характерно для многих городов России. В Харькове трамвай не мог развиваться на главных улицах города. Для решения конфликта между Бельгийским обществом конно-железных дорог и городской управой, весьма unsuccessfully преодолевавшей сопротивление и коррупционные схемы бельгийцев до 1906 г. и на протяжении более 10 лет пытавшейся внедрить трамвайное движение, потребовалось вмешательство из Санкт-Петербурга. В 1909 г. Министр внутренних дел Петр Аркадьевич Столыпин поддержал начинания городской управы Харькова. В Самаре трамвайному движению удалось начать оттеснять конно-железные дороги только в 1915 г. Меньше повезло Воронежу, который увидел трамвайное движение только после 1917 г., Вильнюсу, где конки были единственным видом городского транспорта до 1924 г., и т.д.

Пуск в 1914 г. в 70 км от Москвы «Электропередачи» – самой крупной в мире на тот момент времени тепловой электростанции, работающей на местном виде топлива (торфе), был затруднен невозможностью прохождения высоковольтной линии через частные владения. Проблему организации передачи электроэнергии в Подмоскowie удалось решить путем прокладки линии в обход, по землям болотистых неудобий Богородского уезда, что привело к значительному удорожанию проекта. А для Волховской ГЭС организационный вопрос прокладки ЛЭП оказался непреодолимым. Дешевая электроэнергия ГЭС являлась серьезным вызовом поставкам угля из Силезии и Англии на тепловые электростанции Санкт-Петербурга и была не нужна их владельцам. С 1912 г. проект Волховской ГЭС, выполненный Генрихом Графтио по заказу Управления внутренних водных путей, лежал без движения. Скупка окрестных земель, проведенная после

появления информации о проведении проектных работ Волховской ГЭС, сделала невозможной его реализацию.

Можно продолжить примеры, свидетельствующие об общей закономерности. Во многих случаях лимитирующим фактором развития отечественной энергетики конца XIX – начала XX в. была не технологическая отсталость, не отсутствие инновационных решений, не невозможность их технической реализации. Оставалась нерешенной организационная проблема: сложившаяся практика хозяйствования в определенных случаях не была направлена на получение новых качеств, не достижимых на основе традиционных технологий.

Итогом стало технологическое отставание России в ряде отраслей на несколько десятилетий несмотря на то, что сами открытия, на которых впоследствии основывался технический прогресс других стран, зачастую были сделаны российскими изобретателями. Однако, медали, полученные на международных выставках, свидетельствуют: качество российской продукции промышленности и ремесел было достаточно высоким. К началу Первой мировой войны Россия могла производить военные корабли всех классов, на что были способны лишь считанные страны. Технологический уровень большинства типов вооружений вполне соответствовал зарубежным аналогам. Россия была единственной страной, которая к началу войны имела тяжелую бомбардировочную авиацию, и т.д. Число отечественных инженеров и качество их подготовки были таковы, что после вступления США в войну в 1917 г. Россия командировала туда своих инженеров для налаживания массового производства вооружений, несмотря на то, что объем производства на душу населения в 1913 г. в России составлял 1/6 американского [158].

Возникает вопрос – почему в одних областях у России были признанные странами – лидерами научно-технического прогресса преимущества, а в других наблюдалось отставание? Причем, отстающие отрасли преимущественно и формировали общее впечатление о просвещенной Европе и отсталой России. Ответ можно получить при рассмотрении проблемы на основе методологии системной экономики. Как законы общей теории систем работали до их открытия А.А. Богдановым и Л. Фон Бергаланфи, так и базовые положения системной экономической теории определяли исторический ход развития экономики и ее подсистем до их формулирования Г.Б. Клейнером [156, 157].

В России в 1860-е гг. начались трансформация отношений, устоявшихся на протяжении предыдущих поколений, и проникновение на все уровни общества нового биржевого духа, вытесняющего сформировавшиеся ценности, открылись возможности приращения капитала недостижимыми ранее быстрыми темпами. Согласно воспоминаниям Н.Е. Врангеля, к 1890 г. «атмосфера, дух города за эту четверть века изменились до неузнаваемости. Теперь каждый был поглощен своими личными интересами, интересовался исключительно одним своим «я». Урвать кусок тем или иным способом, найти хорошее место, сделать карьеру – все руководились только этим. Общества больше не было, была шумная ярмарка, куда каждый для продажи нес свой товар» [84]. Если посмотреть на результат происходившего процесса с точки зрения системной

экономической теории, то к концу XIX в. – налицо опережающее развитие объектной системы в тетраде «процесс – проект – объект – среда». Объектная система получила опережающее, гипертрофированное развитие как на нано- – уровне физических лиц и их коллективов [155], и микро- – уровне предприятий, так и в ряде случаев на мезо-уровне – уровне отраслей, когда хозяйствующие объекты объединялись и по сути представляли собой отдельные отрасли экономики (в частности городские транспорт и городское освещение). Объекты – это самостоятельно функционирующие системы. В приведенных выше примерах такими объектами на уровне микроэкономики являлись предприятия (системы), обеспечивающие газовое освещение, передвижение конок, а в последствие и производство электроэнергии на привозном угле с удельным расходом условного топлива (УРУТ) более 1,5 кг/кВт·ч. Они совершенно рационально осуществляли свою хозяйственную деятельность. Их основными задачами были повышение рентабельности, обеспечение возвратности вложенного в них капитала, сохранение и преумножение рабочих мест фонарщиков, извозчиков, кочегаров, углекопов и т.д. И они их успешно решали, расширяя бизнес и увеличивая количество точек освещения, конных экипажей и т.п. В соответствии с принципом Ле-Шателье они направляли свою активность на поддержание стабильности своей деятельности и минимизацию внешних воздействий. Задача каждой из этих систем состояла в поддержке устойчивости своего функционирования при взаимодействии с окружающей их средой. Помимо наращивания количественных показателей для ее решения требовалось обеспечение структурной устойчивости, а для этого необходимо было минимизировать распространение угрожающих их деятельности альтернативных технологий. Возможности получения качественно новых свойств продуктов, на которые и без этих инноваций был устойчивый спрос, обеспечивающий стабильный финансовый поток на протяжении десятилетий, справедливо воспринималась как угроза их деятельности. Соответственно активность этих систем была направлена на сдерживание распространения угрожающих их экономической деятельности нововведений. С этой целью они успешно координировали свою деятельность, и зачастую уровень защиты их интересов переходил с уровня микроэкономики на мезоуровень – уровень отдельных отраслей (общественный городской транспорт, городское освещение и т.д.), а не единичных предприятий. Как правило, потребители в этих отраслях имели намного меньшие возможностей организовать и лоббировать свои интересы.

В результате новые проекты, несмотря на ряд преимуществ, которые следовали за развитием энергетики и были бы востребованы потребителями, были не нужны в производственных отношениях с преобладанием объектной системы. Вот далеко не полный их перечень:

- более яркое по сравнению с газовым электрическое освещение;
- более быстрый, чем на конках (7–8 км/ч «конка, конка, догони цыпленка»), способ передвижения;

- более дешевая электроэнергия ГЭС (в конце 1890-х гг. час работы уличного электрического фонаря стоил 16 коп., 1 кВт·ч электроэнергии, произведенной на угольных электростанциях, 50 коп. [92], или 0,3871 г. чистого золота, или килограмм свинины, или 4 кг квашеной капусты, или полмешка картошки. Средняя заработная плата рабочего на фабрике составляла 25 руб. В итоге в пересчете на световой поток стоимость освещения керосиновой лампой была в восемь раз ниже, чем электрической [284]).

Для реализации перечисленных проектов порой требовалась смена целого поколения – времени в 20–25 лет. Необходимым условием их запуска стало участие в этом процессе бюрократического аппарата. Как правило, коррупционная составляющая была обязательным условием достижения положительного результата большинства таких процессов, что приводило к снижению экономических показателей проектов.

Совокупность этих факторов привела к технологическому отставанию России в тех областях экономики, где сформировалась гипертрофированная объектная компонента тетрады. Как следствие, в России по состоянию на 1913 г. были самые высокие в Европе тарифы на электроэнергию [284]. Тот факт, что высокие тарифы на электроэнергию «создают большую опасность для всего будущего развития русской промышленности» [125], прекрасно осознавался в научной и промышленной среде начала XX в.

Высокая стоимость электроэнергии вносила коррективы во все области социально-экономических отношений. В 1910-е гг. «аренда комнаты с электрическим освещением в центре Москвы на Тверской или в Санкт-Петербурге на Невском доходила до 15 руб. в месяц, тогда как без электричества она стоила на 5 руб. дешевле» [284] (счетчик устанавливался на всю квартиру). Арендаторы платили на 50% больше за пользование недвижимостью, расположенной в самых престижных местах, – с электрическим освещением. На протяжении десятилетий чрезмерное развитие объектной системы сдерживало рост потребления электроэнергии вследствие высоких цен на нее и, как результат, обусловило более низкий уровень ее использования по сравнению со странами Европы и Северной Америки. В то же время доля России в начале 1900-х гг. в мировой добыче нефти была самой высокой за все время существования этой отрасли и превышала 50%. Как и в настоящее время – из высокой обеспеченности топливными ресурсами России вовсе не следует формирование цен на электроэнергию, обеспечивающих в других странах устойчивое развитие как электроэнергетики, так и экономики в целом.

Причиной данного факта как в конце XIX, так и начале XXI в. является доминирование объектной компоненты тетрады в ряде отраслей экономики. Результатом дисбаланса стало замедление в них научно-технического прогресса и последующее отставание в начале XX в. в этих отраслях России по сравнению с другими странами. Эта негативная тенденция в намного меньшей степени относилась к тем областям, где тетрада эволюционировала в более сбалансированном состоянии при равновесном соотношении средовой, процессной, проектной и объектной компонент к военной отрасли, к текстильной, к обувной, к пищевой промышленности и т.д. Характерной особенностью первой группы отраслей (их примеры рассмотрены выше) является более низкий

уровень развития механизмов (а в ряде случаев – их полное отсутствие) координации интересов потребителей продукции и услуг этих отраслей по сравнению с координацией интересов выгодополучателей развития таких отраслей.

Нужны были решения для изменения сложившейся ситуации. Требовался подход, обеспечивающий гармонизацию развития различных отраслей экономики, что и было достигнуто Государственным планом электрификации России. Электрификация – это широкое внедрение в производство и быт электрической энергии с целью повышения производительности труда и эффективности производства [57]. Поэтому рост производительности труда был возможен только путем развития энергетики, скоординированного с развитием других отраслей экономики [166, 186].

В период 1923–1931 гг. появились программы электрификации США (разработчик Фран Баум), Германии (Оскар Миллер), Англии (так называемая комиссия Вейера), Франции (инженеры Велем, Дюваль, Лаванши, Мативэ и Моляр), а также Польши, Японии и т.д. Но все они закончились неудачей еще на стадии планирования и технико-экономических разработок [93]. В этих странах производственные отношения, регулируемые «невидимой рукой рынка», оказались несовместимы с сущностью интеграции, которая «сводится к тому, что усиливаются или возникают такие связи, которые направлены на ослабление системных противоречий и на сохранение функциональной целостности системы» [299]. Принятый в декабре 1920 г. план ГОЭЛРО предусматривал соединение и совместное развитие энергетики с различными отраслями экономики, что впоследствии привело к высокому уровню структурной устойчивости советской экономики как единого целого. Поэтому в силу закона отбора и сохранения в системе только тех изменений, которые ведут к повышению возможности противостоять внешним воздействиям, основные положения плана не были отторгнуты плановой экономикой в отличие от перечисленных программ электрификации.

«Вот основные принципы плана ГОЭЛРО: электрификация всей страны как основа для создания самых передовых производительных сил; планомерное перевооружение всех отраслей народного хозяйства, культуры и быта на основе их электрификации» [166]. При всей значимости энергетики, ее доля в структуре сметы плана ГОЭЛРО была далеко не доминирующей: на электростанции и электросети предусматривалось 7% от общей суммы капитальных затрат (на транспорт – 47%, обрабатывающую индустрию – 29% и добывающие отрасли – 17%). Для сравнения: вложения в энергоустановки при создании упомянутого выше «Общества 1886 г.» К.Ф. Сименсом составляли 80%. К 1896 г. число электростанций в России выросло до 35, все они были частными. Доля «Общества 1886 г.» была весомой. Оно владело 12 электростанциями. Разница соотношений в структуре капитальных вложений предприятия, основной задачей которого является максимизация прибыли, и плана ГОЭЛРО свидетельствует о его направленности не на улучшение экономических показателей отдельных объектов, а на его общеэкономический характер, при котором предусматривалось развитие всех важнейших секторов промышленности [93].

Теоретические основы последующего экономического развития были заложены в работах И.Г. Александрова и Н.Н. Колосовского, разработавших научные основы концепции энергопроизводственных циклов и территориально-производственных комплексов; В.М. Четыркина, исследовавшего проблемы экономического районирования [325]; Н.Н. Некрасова, руководящего разработкой генеральных схем развития и размещения производительных сил СССР на перспективу [223]; А.Е. Пробста, разработавшего схему районирования топливно-энергетического комплекса страны и сформулировавшего идеи «концентров» [267]; В.С. Немчинова, исследовавшего вопросы строительства промышленных, угольно-металлургических баз и гидроузлов [241]; А.Г. Гранберга и К.А. Багриновского, разработавших программы регионального развития, а также крупные регионально-транспортные проекты [100]; А.Г. Аганбегяна, внесшего значительный вклад в разработку первой научно обоснованной концепции состояния и перспектив развития производительных сил Сибири и Дальнего Востока [32].

На протяжении десятилетий энергетика являлась одним из определяющих факторов экономического развития. Расположение электростанций в значительной степени обуславливает районирование промышленных центров. В свою очередь, центры нагрузок определяют последующее развитие энергетики. Например, мощность ДнепроГЭС с момента ввода в эксплуатацию 10.10.1932 до ее разрушения 17.08.1941 составляла 310 МВт. За это время было произведено 16 млрд кВт·ч электроэнергии с самой низкой в мире себестоимостью [197]. Средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) на протяжении 8,84 лет составлял 0,667, число часов использования установленной мощности 5838 ч/год. Это стало решающим фактором развития металлургических и машиностроительных предприятий Донецко-Криворожского промышленного района, которые впоследствии сформировали спрос на строительство более чем на порядок более крупных энергетических мощностей: в 1979 г. началось строительство первой очереди Запорожской АЭС (4000 МВт), а в 1988 г. было решено увеличить ее мощность до 6000 МВт. Таким образом, энергосистема Юга СССР на протяжении десятилетий непосредственно влияла на формирование своей внешней среды – экономики региона [242], которая в свою очередь определяла развитие энергетики.

Таким образом, принцип комплексного развития энергетики [212] стал основой ее взаимосогласованного развития в 1920–1990-е гг. с ее надсистемой – экономикой страны, достигнутого путем сбалансированного функционирования проектных, объектных, средовых и процессных систем. В результате ингрессий энергетики и других отраслей экономики росла устойчивость экономики как единого организма. Наряду с ростом количественных показателей (производства электроэнергии, промышленной и сельскохозяйственной продукции), повышалась структурная устойчивость экономики в части снижения издержек на производство электроэнергии. Улучшались удельные показатели: снижались удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, численность производственно-промышленного персонала электростанций,

повышался коэффициент использования установленной мощности электростанций и как следствие – снижались издержки энергоснабжения.

Следует выделить решения, направленные на повышение внутриотраслевой структурной устойчивости, и структурной устойчивости не только энергетики, но и экономики как ее надсистемы. Примерами внутриотраслевых решений являются: объединение электростанций на параллельную работу, сглаживание графика нагрузки объединенной энергосистемы, снижение оперативного резерва работы энергосистемы, оптимизации режимов работы разных типов электростанций с учетом пропускной способности сети [212].

Путем повышения структурной устойчивости экономики в контексте рассмотрения развития ее подсистемы энергетики стали как интеграция энергетики по горизонтали – со смежными к производству электроэнергии системами, так и по вертикали – от производства и передачи до потребления электроэнергии.

Примером горизонтальной интеграции является развитие теплофикации (совместной централизованной выработки электричества и тепла). «Для соединения двух комплексов требуется их изменить так, чтобы в них получились общие элементы, соответствующие задаче, для которой служит данный организационный процесс» [54, т. 1, с. 157]. Такие общие элементы, или «связки» [54], могут иметь как статический, так и динамический характер, они обеспечивают ингрессию различающихся ранее независимых подсистем. На протяжении десятилетий электро- и теплоснабжение развивались независимо. Для изменения ситуации с целью совместной выработки тепла и электроэнергии требовались решения, обеспечивающие их согласованное развитие.

С 1898 г. в Петербурге по адресу наб. реки Фонтанки, д. 104 работала тепловая электростанция, построенная «Бельгийским анонимным обществом электрического освещения». В 1924 г. – по истечению более 35 лет функционирования, для перевода ее в теплофикационный режим была выполнена «связка»: проложена теплотрасса к жилому дому по адресу наб. реки Фонтанки, д. 96. И со второй половины 1920-х гг. началось интенсивное развитие теплофикации по всей стране. Важно отметить, что лимитирующим фактором было не отсутствие технических решений использования попутного тепла, получаемого при производстве электроэнергии. За пять лет до строительства электростанции на набережной Фонтанки, в 1893 г., начала работать первая общественная теплофикационная электростанция в Гамбурге, Германия. В России как первая, построенная в 1902 г. блок-станция Политехнического института Санкт-Петербурга, так и последующие проекты комбинированной выработки тепла и электроэнергии (Трехгорная мануфактура, текстильная фабрика Циндаль в Москве и т.д.) ограничивались владением одного собственника [390], что является еще одним подтверждением общей закономерности – снижением порога восприимчивости к достижениям научно-технического прогресса в областях, где преобладает объектная компонента тетрады. Районных электростанций, производящих как электрическую, так и тепловую энергию, не было. В условиях отсутствия координации взаимодействия самостоятельно функционирующих систем электро-

и теплоснабжения, если они не принадлежали одному собственнику, даже при наличии тепловой нагрузки, расположенной вблизи от работающей тепловой электростанции, на территории электростанций создавались самостоятельные источники тепла. Например, с 1898 г. в плотно застроенной части города (т.е. при наличии рядом расположенной тепловой нагрузки) – на набережной Обводного канала, д. 76, работала электростанция «Общества 1886 г.». А в 1913–1915 гг. на ее территории была построена котельная для теплоснабжения близлежащих тепловых потребителей.

Централизованная совместная выработка электричества и тепла была принципом комплексного развития энергетики, позволившая снизить потребление топлива по сравнению с отдельной выработкой до 40%, и этот принцип начал реализовываться сразу после его формулировки в плане ГОЭЛРО. Основным критерием работы теплофикационных систем, как и всей электроэнергетики стала экономия топлива [212]. К 1981 г. на теплофикационные электростанции (ТЭЦ) приходилось 64,9 из 181,1 ГВт установленной мощности тепловых электростанций (ТЭС) всей страны (или 35,8%) [130]. КИУМ ТЭЦ в 1990 г. составил 63%, или 5519 ч/год [320], что было значительно выше аналогичного показателя конденсационных ТЭС и обеспечивало ежегодную экономию топлива не менее 50 млн т у.т. Механизмом столь высокой эффективности использования установленной мощности ТЭЦ являлся перенос покрытия неравномерности графика спроса на электроэнергию на электростанции, не задействованные в совместном производстве тепла и электроэнергии. Наиболее экономичные электростанции (ТЭЦ, а впоследствии и АЭС) представляли собой подсистему, которая могла функционировать только при вертикальной интеграции в отрасли: диспетчеризации производимой ими в базовом режиме электроэнергии другими электростанциями, работающими на покрытие пикового спроса на электроэнергию. Так как целью энергетики как системы было повышение эффективности экономики, а не рост экономических показателей отдельных предприятий, это не приводило к удорожанию электроэнергии АЭС и ТЭЦ. При составлении топливно-энергетических балансов предусматривались приоритетные загрузки АЭС и ТЭЦ в теплофикационном режиме.

Интеграция по вертикали была направлена на повышение структурной устойчивости технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» как единого целого. Объем производства электроэнергии лимитирован способностью ее потребления совокупностью электротехнических комплексов и систем потребителей. А так как «устойчивость целого зависит от наименьших относительных сопротивлений всех его частей во всякий момент» [54, т. 1, с. 217], задачей стало создание динамических «связок» – механизмов изменения технологических процессов у потребителя, направленных на трансформацию графика спроса на электроэнергию с целью сделать его более равномерным – без утренних и вечерних периодов максимумов и ночных провалов.

Согласно ГОСТ 19431-84, потребитель электроэнергии – это предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, т.е.

объект, у которого приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию [4].

Так, в наиболее энергоемкой отрасли экономики – черной металлургии были разработаны и в последующем закладывались в проекты металлургических комбинатов решения, обеспечивающие участие в диспетчеризации энергосистемы путем снижения потребления электроэнергии действующего электроемкого оборудования на несколько часов в сутки без ущерба для основного технологического процесса. Это направление получило развитие в 1960–1970-е гг. на Западносибирском металлургическом комбинате и сибирском «ГИПРОМЕЗЕ» (Государственный институт по проектированию металлургических заводов, Новокузнецк) в содружестве с украинским «ГИПРОМЕЗОМ» (Украинский институт по проектированию металлургических заводов, Днепропетровск) [353]. В результате металлургические предприятия принимали на себя функции активных регуляторов электропотребления и обеспечивали время использования заявленной мощности в период прохождения максимума нагрузки энергосистем в ряде случаев более 8760 ч/год [238].

Таким образом, основой комплексного развития энергетики являлась координация взаимодействия академических, научно-исследовательских энергетических и отраслевых институтов, а также промышленных предприятий – потребителей электроэнергии. Их согласованная работа была направлена на устранение противоречий, возникающих при интеграции систем производства, передачи и потребления электроэнергии с последующей реализацией решений, обеспечивающих взаимную увязку развития энергетики со смежными отраслями экономики. Эта координация имела межотраслевой характер, не ограничивалась отдельными предприятиями и проводилась на протяжении десятилетий. Несмотря на то, что технологии по мере устаревания сменялись новыми, более совершенными, вектор развития оставался неизменным. В результате реализации решений государственных институтов проектирования отраслей – потребителей электроэнергии повышалась эффективность функционирования смежной отрасли – электроэнергетики.

Отсутствие временных и пространственных границ, ведущая роль науки в решении задачи повышения эффективности энергоснабжения указывают на то, что, согласно системной экономике [157], в 1930-е гг. экономика стала представлять собой сбалансированную тетраду с преобладанием системы средового типа. В итоге как к 1940 г., так и в последующие десятилетия СССР занимал лидирующие позиции по эффективности использования установленной мощности энергосистемы. На протяжении 1950–1980 гг. коэффициент использования установленной мощности находился на уровне 0,548 – более 4800 ч/год. В результате первоочередной задачей являлось обеспечение структурной устойчивости надсистемы – всей экономики в части надежности энергоснабжения. Структурная устойчивость является комплексным показателем, не сводимым только к КИУМ энергосистемы. На ее рост указывает долгосрочное снижение УРУТ на производство электроэнергии и, как следствие уменьшение негативного

антропогенного влияния, самообеспеченность системы собственной научно-технической и промышленной базой (это и отечественные научные школы, и отраслевые НИИ, и проектные институты, и энергомашиностроение). Список может быть расширен, но едва ли он станет исчерпывающим. Ключевым фактом является то, что результатом ин-грессий как базовой идеи определения энергетики [166] стала гармонизация тетрады с преобладанием роли средовой компоненты и достижение общесистемной эффективности путем развития всех звеньев единого технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» [238], т.е. энергетики во взаимосвязи с другими отраслями экономики. Поэтому электроэнергетика обеспечивала потребности экономики в электроэнергии с минимальными издержками. Несмотря на то, что многие задачи в области роста эффективности энергоснабжения были решены не в полной мере, интегральным результатом последовательной реализации принципа комплексного развития энергетики стал высокий запас структурной устойчивости экономики и энергетики как ее подсистемы.

Отрасль продолжала функционировать без системных аварий в условиях широкого диапазона воздействий внешней среды 1990-х гг., значительно отличавшихся от изначальных, проектных значений. Вот далеко неполный перечень воздействий этого десятилетия, которые невозможно было предвидеть на этапе проектирования:

- внеплановое снижение потребления электроэнергии, в первую очередь, промышленными предприятиями, обеспечивающими базовую нагрузку;
- сокращение доли оплаты за электроэнергию «живыми деньгами» в среднем на 80%, а в некоторые периоды в ряде регионов – на 90% и более;
- минимизация объема ремонтных работ;
- существенный отток из отрасли квалифицированных кадров;
- многочисленные хищения и последующая продажа цветного металла линий электропередач и трансформаторных подстанций;
- завладение контрольными пакетами акций с целью перепрофилирования либо полной остановки деятельности научно-исследовательских, проектных и иных предприятий, ведущих наиболее инновационные и конкурентоспособные разработки, реализация которых в перспективе вела бы к сокращению закупок импортных аналогов.

Десятилетие 1990-х гг. показало, что ключевым параметром, благодаря которому осуществлялось надежное энергоснабжение экономики, был сформировавшийся на протяжении предшествующих десятилетий высокий уровень структурной устойчивости энергетики. Энергоснабжение без системных аварий явилось одним из главных условий обеспечения качества жизни людей и социальной стабильности в стране, а факторы и предпосылки, формирующие экономическую устойчивость энергетических систем, стали определять и энергетическую безопасность, обеспечивающую устойчивое социально-экономическое развитие в окружающем ее мире. Экономическая устойчивость энергетических систем формирует энергетическую безопасность как состояние

защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз нарушений бесперебойного энергоснабжения [150].

Для обеспечения экономического развития людям нужна не просто энергия, а дешевая энергия. Структура современного общества и его экономики не в состоянии выдержать высокие цены на энергию. По имеющимся статистическим данным, можно утверждать, что это пороговое значение составляет примерно 10% мирового валового продукта [68]. Данное значение было превышено в 1974–1976 гг. и в 2009 г., что в обоих случаях было одной из причин экономических кризисов. Итак, повышение издержек энергоснабжения ведет к снижению структурной устойчивости экономики.

На протяжении всего периода становления и развития электроэнергетики рост потребления электроэнергии опережал динамику использования других видов энергоресурсов. Эта закономерность сохранится и на ближайшие десятилетия: согласно базовому прогнозу МЭА, увеличение потребления электроэнергии в дополнение к сегодняшнему уровню составит к 2040 г. 60% [410]. Как показывает опыт стран со сформировавшимися рыночными отношениями, наиболее значимым показателем структурной устойчивости энергетики является поддержание цен на электроэнергию на уровне, не приводящем к замедлению темпов социально-экономического развития. В силу закона отбора стабильно работающая система не может не обладать структурной устойчивостью. В электроэнергетике стран с устоявшимися рыночными отношениями сформировался механизм, обеспечивающий неизменность стоимости электроэнергии (рис. 1.1).



**Рис. 1.1.** Механизм стабилизации эффективности использования энергетических мощностей

*Источник:* разработано автором.

Рост спроса на электроэнергию приводит к росту спроса на строительство новых энергетических мощностей. При согласованном протекании этих процессов эффективность использования как существующих, так и новых энергетических мощностей поддерживается на постоянном уровне. Но при опережении роста мощности энергосистемы по сравнению с динамикой спроса на электроэнергию снижается КИУМ всей энергосистемы. А уже одно это изменяет удельные показатели функционирования электроэнергетики, повышает УРУТ на производство электроэнергии и долю капитальных вложений в структуре цены произведенной электроэнергии, увеличивает удельную численность персонала в отрасли и соответственно определяет рост заработной платы на каждый кВт·ч произведенной электроэнергии. В итоге это приводит к повышению стоимости электроэнергии. В условиях сбалансированного соотношения средовой, процессной, проектной и объектной систем при увеличении стоимости электроэнергии начинают действовать отрицательные обратные связи, направленные на прекращение спроса на прирост мощности энергосистемы. Визуализировать функционирование этого механизма можно на фазовой плоскости в координатах ежегодного изменения мощности энергосистемы – КИУМ энергосистемы, где в соответствии с законами эволюционной динамики происходит формирование циклов, вращающихся против часовой стрелки [230] (в п. 5.1 показано для всех энергосистем с установленной мощностью более 25 ГВт в странах с рыночной экономикой). Этот механизм успешно функционирует на протяжении десятилетий в странах с установившимися рыночными отношениями, являясь отражением сбалансированности частей тетрады, он поддерживает структурную устойчивость электроэнергетики путем стабилизации КИУМ энергосистемы в достаточно узком интервале. Его результатом является долгосрочный тренд повышения эффективности использования энергетических мощностей в мире. А некоторые исключения, например, снижение этого показателя в Японии в 1990-е гг., только подтверждают закономерность развития мировой энергетики. В результате, например, в США с 1970-х гг. цена электроэнергии в приведенных ценах для промышленных предприятий изменяется в узком диапазоне 6–8 центов за кВт·ч, несмотря на ряд произошедших в этот период экономических кризисов [230].

Таким образом, в соответствии с законами тектологии механизмы отбора обеспечили возможность сохранения стабильных цен на электроэнергию в странах с установившимися рыночными отношениями – как необходимое условие поддержания структурной устойчивости их экономики в широком диапазоне воздействий (в том числе, экономических кризисов) внешней среды.

Поэтому результаты завершившегося в 2008 г. процесса реформы электроэнергетики в России следует оценивать с позиции их влияния на структурную устойчивость экономики.

Реформа обладала характерными для процессной компоненты тетрады чертами: высокой значимостью политической составляющей при принятии решений,

отсутствием пространственных ограничений, четким фиксированием интервалов времени [157].

Уже сама постановка задачи – реформирование только электроэнергетики, которое не предполагало решения вопросов развития теплоснабжения – это дезингрессия, результатом которой является раздельное рассмотрение проблем обеспечения теплом и электроэнергией. В итоге системы электро- и теплоснабжения стали развиваться самостоятельно. Потребители тепла, находящиеся в зоне теплоснабжения ТЭЦ, с целью снижения своих издержек начали строительство собственных котельных, что вызвало ухудшение производственных показателей ТЭЦ. По мере выбытия потребителей тепла на ТЭЦ начался рост УРУТ на производство электроэнергии в результате увеличения доли электроэнергии, произведенной в конденсационном режиме [55].

В результате при разработке планов текущей хозяйственной деятельности различия проявляются уже на этапе определения субъекта заказчика, формирующего техническое задание и организующего все последующее выполнение работ. Схемы и программы развития электроэнергетики *регионов* и схемы теплоснабжения *городов* составляются и реализуются на разных уровнях вертикали государственного управления (региональном и муниципальном). Соответственно при модернизации любого теплоисточника в случае перевода его в режим совместного производства тепла и электроэнергии требуются дополнительные процессы согласования организационных решений независимых друг от друга уровней власти, интересы которых нередко не совпадают.

Результатом процесса реформы электроэнергетики стало отделение электросетей и диспетчерских услуг от деятельности, связанной с производством и продажей электроэнергии. Региональные электросети, территориальные генерирующие, объединенные генерирующие, сбытовые компании и т.д. стали самостоятельными объектами. Энергетика приобрела признаки гипертрофированности объектной компоненты тетрады. Для этого этапа функционирования тетрады характерна локализация в пространстве и неограниченное во времени функционирование. Принятие решений в ежедневной экономической деятельности объектов основывается на хозяйственной практике [157].

Так как на начальном этапе любая образовавшаяся система повышает свою устойчивость путем увеличения количественных показателей, основой концепций развития новых хозяйствующих объектов в электроэнергетике стало наращивание количественных показателей. В первое десятилетие после завершения процесса реформы электроэнергетики (2008–2017 гг.) началась реализация множества энергетических проектов, заказчиками которых были ставшие самостоятельными объектами новообразовавшиеся генерирующие и сетевые компании. Проводились модернизация существующих электростанций с увеличением их мощности, строительство новых, аналогичных действующим, крупных энергоблоков и реконструкция сетей преимущественно высокого напряжения. С точки зрения системной экономической теории в электроэнергетике первого десятилетия после завершения реформы преобладала проектная компонента тетрады. Для нее характерны дискретные действия для формирования и реализации

конкретных адресных решений, четкая локализация каждого проекта во времени и пространстве [157].

По мере завершения проектов количественные показатели новых объектов (сетевых и генерирующих компаний) значительно повысились. Например, в ОАО «Тулские городские электрические сети» в 2010–2015 гг. число и мощность трансформаторов выросли на 13% [335], но полезный отпуск электроэнергии за это время остался с точностью до 1% неизменным в объеме 1 млрд кВт·ч/год.

«С 2011 г. по 2018 г. по заявкам потребителей построили, сетевую инфраструктуру для максимальной мощности в 88 ГВт, при этом фактическая потребляемая мощность приросла лишь на 8 ГВт. Получается, 90% построенных мощностей не используется» [361].

При этом, несмотря на рост количественных показателей электросетевой инфраструктуры, в ряде регионов произошло увеличение потерь при передаче электроэнергии. Так если в «Тюменьэнерго», «Белгородэнерго», «Кузбассэнерго» они не превышают 7%, то в «Мариэнерго» составляют 20,6%, «Костромаэнерго» – 22,4%, «Псковэнерго» – 23,4%, «Бурятэнерго» – 23,6%, «Дальэнерго» – 24,6%, «Дагестанэнерго» – 29,8%, «Калмэнерго» – 33,6%. При этом сформировалась следующая закономерность: чем ниже доля промышленного потребления, тем выше относительные потери. Если в регионах – лидерах эффективности использования произведенной электроэнергии доля промышленного потребления превышает 70%, то в Дагестане она составляет 8,5%, в Калмыкии – 5,5%. Доля потерь в сетях 0,4–10 кВ достигает 60% суммарных потерь электроэнергии в стране. Учитывая, что по объективным причинам загрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти [350].

Непосредственное влияние этого факта на социально-экономическое развитие регионов заключается в формировании механизма с положительной обратной связью: по мере снижения промышленного производства происходит рост потерь электроэнергии и соответственно растут издержки энергоснабжения и стоимость электроэнергии, что в первую очередь ведет к повышению цен у потребителей с нерегулируемыми государством ценами на электроэнергию (у промышленных, сельскохозяйственных и иных потребителей). Таким образом, создаются условия, при которых развитие промышленного и сельскохозяйственного производства оказывается предпочтительным в регионах с меньшим уровнем потерь и соответственно более низкими издержками энергоснабжения. А регионы-аутсайдеры, где уровень деиндустриализации оказался более высоким, становятся все менее привлекательными для развития бизнеса и как следствие в них продолжают сокращаться любые виды производств. Причиной этой тенденции является возможность финансировать развитие электросетевой инфраструктуры сетевыми объектами, расположенными в регионах, где сохраняется объем промышленного производства, и сужение такой возможности (а в ряде случаев и полное ее прекращение) в

регионах, где по тем или иным причинам происходит деиндустриализация. Другими словами, следствием преобладания объектной тетрады в электросетевом комплексе является снижение структурной устойчивости экономики российских регионов. В итоге результатом капитальных вложений в электросети стало не повышение эффективности экономики как системы, а рост дифференциации регионов по объему потребления и по удельному подушному потреблению электроэнергии (УПЭ) в российских регионах (подробнее вопрос рассмотрен в п. 5.2 и 5.3).

Данный вывод справедлив и в отношении увеличения установленной мощности энергосистемы. За десятилетие (2008–2017 гг.), прошедшее после завершения реформы, было введено в эксплуатацию 39,8 ГВт новых энергетических мощностей, в том числе ТЭС – 30,6 ГВт. Но потребление электроэнергии до уровня 1990 г. (1073,839 млрд кВт·ч) в России восстановилось только в 2016 г., в 2018 г. составило 1108,134 млрд кВт·ч, а в 2020 г. – 1050,4 млрд кВт·ч. В итоге ЧЧИМ энергосистемы не превышает 4100 ч/год. Закономерным результатом снижения эффективности использования энергетических мощностей стала негативная динамика удельных показателей функционирования энергетики, которая привела к повышению издержек энергоснабжения. Другими словами, объем электропотребления в России лимитируется не технологическими возможностями энергосистемы, а ценами на электроэнергию. При этом механизмы, обеспечивающие увеличение потребления в периоды вынужденной разгрузки энергоблоков, способствуют снижению удельных издержек ее производства.

Проявление повышения количественной устойчивости энергетики состоит в увеличении числа занятых в электроэнергетике, росте установленной мощности электростанций и чрезмерном развитии сетевой инфраструктуры, опережающим спросе на электроэнергию. Несбалансированность тетрады, гипертрофированное развитие объектной и на относительно коротком интервале (2008–2017 гг.) проектной систем при второстепенном значении процессной и средовой привело к исчезновению у энергосистемы возможности управлять потреблением и к повышению спроса на пиковые источники энергии [238]. Уровень организации потребителей недостаточен для инициации процессов лоббирования своих интересов в структурах государственной власти. Тектология характеризует данное явление как переход к функционированию в суженной среде в результате снижения структурной устойчивости системы. Приспособление к суженной среде само по себе должно рассматриваться как регресс, потому что ведет к ограничению организационных возможностей [299].

В полном соответствии с положением, согласно которому «чем значительнее начальное различие комплексов системы, тем быстрее должно происходить их дальнейшее расхождение, а, следовательно, и развитие противоречий, дезингрессий между ними, тяготеющее к разрыву их связей» [54, т. 2, с. 29], результатом концепции, направленной на рост самостоятельности новообразованных объектов, в системе энергоснабжения наметилось расхождение технологических связей в дополнение к происходящему разрыву организационных связей. Потребители как самостоятельные системы с

целью улучшения своих экономических показателей и снижения издержек стали устанавливать собственную генерацию и выделять из состава своих электротехнических комплексов постоянную электрическую нагрузку, переводя ее в автономный режим энергоснабжения от собственных новых мощностей. Результатом стало снижение потребления из электросети, что приводит к дальнейшему росту сетевых потерь и уменьшению доли базовой нагрузки, а это в свою очередь повышает неравномерность графика оставшегося потребления, т.е. снижает пластичность энергосистемы. И в дополнение к снижению доли потребления промышленности и росту коммунально-бытовой нагрузки 1990–2020 гг. растущая стоимость электроэнергии катализирует дальнейший рост спроса на наименее экономичные пиковые источники.

В итоге сформировался еще один механизм с положительной обратной связью, обуславливающий дальнейшее снижение структурной устойчивости отрасли. Рост цен на электроэнергию в первую очередь для нерегулируемых государством категорий потребителей – минимизация издержек на энергоснабжение потребителей теми способами, которые им доступны при сегодняшнем уровне координации технологического процесса производства, – потребление энергетических ресурсов (энергосбережение; создание собственной генерации как электрической, так и тепловой энергии; повышение эффективности использования своих источников) – дальнейший рост издержек электроснабжения в результате работы энергосистемы в менее экономичных режимах.

Фактически происходит самоорганизация послереформенной электроэнергетики в направлении роста неравномерности спроса на электроэнергию и соответственно – ее стоимости.

Таким образом, результат процесса реформы отрасли состоит в проведении ряда дезинтессий для появления самостоятельно действующих объектов. Концепции их развития объединяет направленность на достижение наилучших показателей собственной хозяйственной деятельности. По сути, это и есть успешно реализованная изначальная цель реформы [332, 327]. Но из достижения множества локальных оптимумов совсем не следует перехода системы как единого целого к оптимальному функционированию. Итог – гипертрофированное развитие объектной экономики, рост количественных показателей энергетических компаний при практически неизменном объеме потребления электроэнергии, который привел к ухудшению удельных показателей и, как следствие, к росту стоимости энергоснабжения. Отсутствие механизмов отбора, обеспечивающих структурную устойчивость, создало отрицательную ее динамику, причем не только на мезоуровне – в энергетике, но и на макроуровне – на уровне национальной экономики. Эта мысль объединяет работы В.И. Гнатюка, И.Д. Грачева, Г.П. Кутового, Б.И. Кудрина, В.В. Кудрявого, В.Е. Накорякова, А.Е. Шейндлина и др. [55, 95, 98, 104–106, 118, 119, 134, 171, 180, 220, 222, 226–230, 234–239, 329].

Можно дополнить полученный вывод следующим замечанием. Новые объекты представляют собой самостоятельные системы, характер деятельности которых во многом идентичен характеру деятельности систем, функционировавших в начале XX в.

Общественные отношения никогда в точности не воспроизводятся по мере исторического развития, как, согласно закону Долло, организм не может вернуться к предшествующему состоянию, даже если окажется в практически тождественных условиях [168]. Следует отметить ряд общих закономерностей, которые были выявлены при анализе происходивших событий на основе инструментария системной экономической теории.

1. Как в конце XIX в., так и после 1990 г. выполненные в России технические разработки нередко оказываются в ней невостребованными. Они реализуются за ее пределами, несмотря на первоочередное патентование, как правило, в России – в отличие от 1930–1980 гг., когда уровень сбалансированности всех частей тетрады был значительно выше (в Наркомат обороны из действующей армии в 1944 г. поступило свыше 100 тыс. технических предложений (внедрено 71%) [168]). В обоих случаях следствием является технологическое отставание в отраслях с преобладанием объектной системы. При этом в областях, где тетрада находится в более сбалансированном состоянии, уровень достижений, как правило, выше и зачастую превышает наилучшие мировые показатели.

2. На протяжении обоих исторических периодов формирования рыночных отношений в условиях гипертрофированного развития объектной системы каждый новый объект, являясь самостоятельной системой, действует в направлении максимизации результатов текущей хозяйственной деятельности, что далеко не всегда повышает уровень структурной устойчивости экономики в целом.

3. Для согласования интересов самостоятельно действующих объектов существует не меньшая, чем и в начале XX в., необходимость в наращивании бюрократического аппарата. Как следствие, растет актуальность вопроса борьбы с коррупцией.

4. Электроэнергия – базовый товар, без которого невозможно повышение производительности труда, особенно промышленных потребителей [388], и обеспечение структурной устойчивости экономики. Ее стоимость сегодня в России, как и 110 лет назад, достаточно высокая, особенно для малых предприятий (тариф – для «прочих потребителей»), не имеющих ресурса для лоббирования низких тарифов. А дополнительным порогом открытия нового производства являются затраты на выполнение технических условий для подключения к электросетям.

5. В конце XIX – начале XX и в XXI в. с точностью до изменения покупательной способности рубля справедливо следующее утверждение Г.П. Кутового. «В настоящее время отрасль в финансовом отношении процветает, и энергокомпаниям ничего менять не хочется, так как сегодня в электроэнергетику перекачиваются из реального сектора экономики сотни миллиардов рублей, и отказываться от таких денег энергокомпании не согласны. Они для этого пролоббировали принятие соответствующей нормативно-правовой базы в условиях, когда потребители оказались не организованы для защиты своих интересов, а государство как нормативно-правовой регулятор отношений в обороте электроэнергии и ценовой политике не смогло обеспечить баланс экономических интересов, тем самым запуская энергетический тормоз развития экономики» [180].

В конце 1910-х гг. доминирование объектной экономики завершилось. И с середины 1920-х гг. в соответствии с разработанным государством планом ГОЭЛРО в отрасли начался переход на качественно новый уровень согласования производственной деятельности, изменивший сложившиеся производственные связи и повысивший ее структурную устойчивость по сравнению с предыдущими десятилетиями. Без этого перехода не только экономическое развитие России, но и само ее существование после 1941 г. было бы невозможным. Поэтому есть все основания утверждать: ожидания самоорганизации отрасли в направлении повышения структурной устойчивости бесперспективны. Это означает, что необходимо вмешательство государства и корректировка действующей концепции развития электроэнергетики.

### ***1.3. Рост доли возобновляемых источников энергии в мире***

Разрыв в показателях энергоэффективности советской и ведущих рыночных экономик сформировался после энергетического кризиса 1970-х гг. На Западе произошло постепенное смещение акцентов в область энергосбережения, соответствующих частных технических энергосберегающих разработок, а затем и в область оптимизации технологического процесса производство – конечное потребление энергетических ресурсов, что в итоге воплотилось в ином мировоззренческом подходе, сформировавшемся на системном, средовом уровне. Закономерным развитием такого подхода стал рост внимания к снижению негативной антропогенной нагрузки на окружающую среду, уменьшение потребления органического топлива. Возобладало мнение, что и в коммунальной сфере изолированное рассмотрение энергоснабжения без учета комплекса систем жизнеобеспечения (водоснабжения и водоотведения и т.п.) некорректно. Это происходило, наряду с радикальным снижением энергоемкости промышленного производства, системным анализом процессов производства и потребления энергии в индустриальной сфере, где были осуществлены серьезные технологические преобразования. Иллюстрируем данное утверждение на примере стратегии энергоснабжения Лондона (2004 г.) [403]. В этом документе проведено различие между двумя подходами к развитию систем жизнеобеспечения. Первый – развитие энергетики путем увеличения производства и потребления энергоносителей. Второй – системой решений, в основу которых положено осознание того факта, что люди нуждаются не в поставке определенного количества энергии самой по себе, а в обеспечении с ее помощью определенных бытовых потребностей. А к ним относятся: достаточный уровень освещения, поддержание комфортного теплового режима помещений, обеспечение горячей водой и работы электробытовых приборов. Эти задачи могут быть эффективно решены разными путями и не только на основе потребления энергии [229].

В противоположность первому подходу, ориентированному на рост объемов потребления, во втором случае формируется расширенное понимание системы жизнеобеспечения, в котором энергопотребление должно не увеличиваться, а по возможности

снижаться при сохранении качественного обеспечения потребностей потребителя. Например, задачей в жилищном строительстве становится не поставка фиксированного количества энергии для обеспечения температурного режима в помещении, а поддержание этого режима совокупностью возможных средств. В такой постановке вопроса приоритеты смещаются в сторону технологий поддержания микроклимата здания, базирующихся на увеличении теплового сопротивления наружных ограждений, креативном подходе к созданию внешнего микроклимата на основе высадки зеленых насаждений (как на поверхности земли, так на стенах и крышах зданий), прочих подходах концепции «пассивного дома» и аналогичных ей. Согласно [397], такой же подход следует применять при выборе между кондиционированием воздуха и проектированием домов с созданием условий для естественной вентиляции [229].

В итоге происходит устойчивое снижение потребностей в энергетических ресурсах для достижения одинаковой цели, например, энергопотребление лондонской квартиры при сохранении ее площади снизилось с 1945 по 2002 г. более чем в два раза; постоянно повышаются требования к теплоизоляции ограждающих конструкций зданий и сооружений [397]. В итоге все большее число приверженцев находит концепция «пассивного дома», не предполагающего затрат на отопление. И доля таких «пассивных домов» в жилищном строительстве возрастает.

В рамках рассматриваемого решения к вопросу освещенности рабочего места необходимо подходить не как к производству электроэнергии для источников освещения, а как к необходимости формирования комплексных решений, основная роль в которых отводится так называемому «пассивному дизайну», максимизирующему использование естественного, а не искусственного освещения. Этому направлению оказывается поддержка вплоть до ограничения на законодательном уровне возможности уменьшения инсоляции существующего строения за счет нового строительства, затеняющего имеющуюся застройку. Аналогично в области транспортного сообщения при выборе альтернативных вариантов для развития городской инфраструктуры предпочтение отдается решениям, позволяющим удовлетворить потребности городского жителя в решении бытовых и производственных проблем, в том числе совершать покупки с минимальными издержками. В этом случае приоритет получают предложения, не стимулирующие строительства дорог и увеличения автопарка, а снижающие потребность в перемещении, особенно на большие расстояния; поощряется практика работодателей проводить не очные совещания, а интернет-конференции. При альтернативе развития индивидуального или общественного транспорта предпочтение отдается созданию условий для перехода от частного к комфортабельному общественному транспорту [229]. Смещение акцентов происходит в направлении всестороннего развития систем жизнеобеспечения с учетом роста их коммунальности, что подразумевает невозможность обособления частей без угрозы распада системы и последующее ее рассмотрение как единого нерасчленимого целого.

Согласно С.Г. Кирдиной, первоначально «коммунальность производственной среды выражается в особенностях хозяйственного ландшафта – исторически первичного условия производства. Проживающее население начинает вовлекать его в хозяйственный оборот. Но среда сопротивляется усилиям одиночек, заставляя людей объединяться уже на стадии организации производственного процесса. Именно поэтому содержание институтов государства, развивающегося в условиях коммунальной среды, определяется, в конечном счете, задачами согласования общественных усилий для эффективного ее использования. В свою очередь, некоммунальность означает технологическую разобщенность, возможность обособления важнейших элементов материальной инфраструктуры и связанной с этим возможности их самостоятельного функционирования и частного использования. Некоммунальную среду можно разложить на отдельные, не связанные между собой элементы, она обладает свойством дисперсности и может существовать как совокупность разрозненных, отдельных технологических объектов» [342] (что, по сути, является характерной чертой трансформации систем жизнеобеспечения в России на протяжении последнего времени). «Коммунальная же среда не поддается расчленению. Она со временем приводит к относительному возрастанию роли структур, отражающих общий интерес, к созданию централизованных систем управления, единых правил пользования инфраструктурой для всех хозяйствующих субъектов. На каждом историческом этапе формируется соответствующая времени идеология, выражающая справедливость такого общественного порядка. В свою очередь, создаваемые производственные объекты эволюционно воспроизводят коммунальные свойства и закрепляют на следующем историческом шаге вызванные ими институциональные особенности общественного устройства. Коммунальная среда может функционировать только в форме общественного блага, которое не может быть разделено на единицы потребления и продано (быть потреблено) по частям. Соответственно, ее использование требует совместных скоординированных усилий значительной части членов общества и единого централизованного управления. Именно поэтому содержание институтов государства, развивающегося в условиях коммунальной среды, определяется, в конечном счете, задачами согласования общественных усилий» [342], направленных на ее эффективное использование.

Покажем на примере Канады, как проведение скоординированной государственной политики, направленной на взаимную увязку интересов всех участников процесса «производство – потребление энергетических ресурсов», позволяет достичь нового качественного уровня и внести корректировку в рыночные механизмы, настроенные на максимизацию прибыли, получаемую каждым предприятием в отдельности. Энергетика Канады лидирует по эффективности использования мощности, равномерно увеличивая ЧЧИМ в 1980–2008 гг. с 4510 до 4990 ч/год, что является закономерным результатом комплекса мероприятий, направленных на рост энергоэффективности [395], в число которых входит несколько десятков программ, направленных на координацию интересов участников энергетического рынка. К ним относятся: «План

развития возобновляемых источников» (Renewable Energy Action Plan); «План регулирования и управлению спросом на электроэнергию» (Toronto Hydro-Electric System Conservation and Demand Management Plan); «План регулирования качества воздуха» (Clean Air Action Plan) и др.

Перечислим некоторые программы с описанием отдельных мероприятий и методов повышения эффективности и оптимизации систем жизнеобеспечения, ведущих к росту их коммунальности. Программа «Зеленые Крыши» в Торонто выполняет задачу снижения летней нагрузки на кондиционирование посредством выплаты 10 долл./кв. фут создания кровель с зелеными насаждениями. Программа Keep Cool содействует замене устаревших моделей неэффективных кондиционеров на новые, с лучшими удельными параметрами, в результате выплаты 25 долл. за каждый замененный кондиционер. Программа Cool Savings рассчитана на жителей Торонто, имеющих централизованное кондиционирование. В рамках этой программы проводят модернизацию и настройку систем кондиционирования многоквартирных зданий. Программа Greening Health Care решает задачи снижения потребления и оптимизации энергоснабжения медицинских учреждений. Другие программы предусматривают использование более светлых тонов для дорожного покрытия и кровель, озеленение городских районов, включая использование площадей крыш. Показано, что три взрослых дерева вокруг дома в среднем снижают спрос на кондиционирование воздуха на 25–40%. Посадка деревьев сегодня в значительной степени определит спрос на электроэнергию в будущем. В Фонде модернизации жилого фонда Торонто потребитель может получить беспроцентное кредитование проектов повышения энергоэффективности существующих зданий в размере до двух третей общего объема финансирования.

Для повышения энергоэффективности разработана муниципальная политика, основными направлениями которой являются: принятие строительных норм, поощряющих развитие возобновляемых технологий; аттестация специалистов, работающих на строительном рынке (строители, риелторы, оценщики имущества, инспекторы), на предмет знания энергосберегающих технологий и технологий возобновляемых источников; оценка и сравнение альтернативных решений с точки зрения стоимости жизненного цикла, а не минимизации текущих капитальных затрат; примеры государственных и муниципальных закупок; создание механизмов финансирования (например, государственно-частных инвестиционных фондов, финансирующих подобные проекты с низкой процентной ставкой); интеграция возобновляемых источников энергии в таких смежных с энергетикой областях, как транспорт, утилизация бытовых отходов [395].

В качестве примера государственного регулирования потребления и повышения эффективности управления спросом на электроэнергию в муниципальном секторе можно привести соглашение Муниципалитета Торонто с «Ontario Power Authority» («ОРА»). Эта организация была создана в 2004 г. для регулирования развития энергетики штата Онтарио. Ее направления деятельности охватывают следующие сектора экономики:

- жилой сектор, где планируется снизить потребление на 31% за счет модернизации систем отопления и освещения;
- коммерческий сектор – снизить потребление ТЭР на 33% за счет модернизации систем кондиционирования и освещения;
- промышленный сектор – сократить потребление ТЭР на 36% за счет инвестиций в новые системы кондиционирования, отопления и освещения.

Следует отметить, что указанное снижение потребления Канады будет произведено от текущего уровня энергоэффективности экономики, который выше текущего уровня Российской Федерации. Это позволяет предположить, что, даже при условии решения задачи снижения энергоемкости российской экономики на 40%, можно ожидать изменения соотношения с будущими канадскими показателями не более чем на 10–15%. Как обосновано в [313], снижение энергоемкости экономики на указанную величину является практически недостижимой целью, требующей успешной реализации ряда федеральных, региональных, муниципальных программ энергоэффективности. Но рост энергоэффективности в других странах не изменит качественного соотношения энергоемкости экономик. Данное положение требует с новой точки зрения посмотреть на возможность роста конкурентоспособности всей экономики без перехода энергетической политики России на качественно новую ступень. К аналогичному выводу можно прийти на примере данных [76], согласно которым планируется снизить электроемкость экономики США в 2000–2025 гг. с 0,41 до 0,2 кВт·ч/долл. ВВП [224].

На примере Канады можно видеть, что проблема роста потребления электроэнергии находит решение в комплексном подходе, предусматривающем оптимизацию и разработку алгоритмов эффективного управления электротехническими комплексами и системами – как составной части системы более высокого уровня – на основе взаимной увязки технологических возможностей систем жизнеобеспечения. Государство, проводя корректировку рыночных механизмов, создает условия для гармонизации интересов и технологических возможностей систем жизнеобеспечения, способствует росту уровня коммунальности рассматриваемого сектора экономики в определении [152]. При этом под координацией со стороны государства понимается управление, исключая устаревшие, но ныне господствующие бюрократические и командно-иерархические формы (нормирование, квотирование, лимитирование, запрет использования и т.п.); не жесткая детерминация систем, а «мягкие формы управления» – создание условий для их развития [188]. В результате на второй план переходят отношения «субъект – объект», и все более важным становится построение отношений «субъект – среда» или, другими словами, происходит переход от объектной экономики к экономике, где более интенсивно развивается средовая компонента тетрады.

В подтверждение отмеченных закономерностей рассмотрим опыт США в вопросе оптимизации энергоснабжения, благодаря которому кратно снизилась необходимость ввода новых энергетических мощностей, а, в конечном итоге, приведенные цены на электроэнергию для промышленных предприятий не меняются с 1970-х гг.

В настоящее время Министерство энергетики США определяет техническую политику в отрасли путем создания и целенаправленного внедрения принципов взаимоотношений потребителей и производителей энергии, тем самым создавая общий климат взаимовыгодных отношений. В результате создана среда, в которой в большинстве случаев производителям электроэнергии выгоднее финансировать и технически обеспечивать оптимизацию потребления, чем вводить новые мощности.

Основоположником большого числа программ энергосбережения в США был лауреат премии «Глобальная энергия» 2011 г. А. Розенфельд. Во многом благодаря ему и его последователям энергопотребление различных электроприборов, офисных и жилых зданий за 20 лет уменьшилось в четыре раза. По свидетельству бывшего Министра энергетики США С. Бодмена, разработанные ученым стандарты энергоэффективности и методы административного воздействия на энергетику экономят стране более 100 млрд кВт·ч/год, и эта цифра продолжает расти [230].

Реализация комплекса мер, направленных на снижение потребностей в энергии, является результатом государственного регулирования не только энергетики, но в первую очередь управлением спросом потребителей и взаимодействием со смежными отраслями экономики. Иллюстрацией данного утверждения является пример Калифорнии, где произошло формирование условий, при которых энергетическим компаниям не выгодно наращивать объемы производства. В работе [66] описаны механизмы, при помощи которых без увеличения УПЭ на протяжении более 40 лет экономика Калифорнии смогла достичь опережающих показателей в такой высокоразвитой стране, как США. Их суть заключается в следующем: «начиная с 1980 г., в Калифорнии, а затем и в других штатах прибыль энергетических компаний перестала быть связана с объемом проданной электроэнергии. Правила были созданы таким образом, что компаниям стало невыгодно продавать больше энергии, чем планировалось (излишки прибыли не попадали в компанию, а просто заносились на баланс). И, наоборот, они не несли убытков, продавая электричества меньше, чем ожидалось (в данном случае деньги возвращались им с балансового счета для восполнения понесенных экономических потерь). Компании приняли новые правила, поскольку они позволяли снизить финансовый риск и предоставляли возможность осуществить более четкое планирование. В отдельные годы тарифы могли значительно колебаться, но со временем их суммарное изменение оказывалось практически нулевым. Компании, не поощряемые за то, что продают больше электричества, но и не наказываемые за то, что продают его меньше, однако щедро поощряемые за то, что снижают счета потребителей за электричество, предприняли неожиданный для многих шаг. Они начали инвестировать средства в повышение эффективности использования электричества конечными потребителями в целях дальнейшего снижения их счетов за электроэнергию. При этом экономия электричества обходилась дешевле, чем его производство» [66].

«В 1980 г. “Тихоокеанская газовая и электрическая компания” (самая крупная принадлежащая инвесторам энергетическая компания в США, обслуживающая

большую часть Северной Калифорнии) планировала построить 10–20 электростанций, а также атомные станции через каждые несколько миль вдоль всего морского побережья штата. Но в 1992 г. она уже не собиралась сооружать электростанции, а спустя еще год вообще ликвидировала свой инженерно-строительный отдел. Вместо этого было запланировано покрыть, по крайней мере, три четверти новых потребностей в энергии в 1990-х гг. за счет оптимизации работы электротехнических комплексов и систем потребителей, а остальное – путем перепродажи предлагаемых частными компаниями возобновляемых источников. Если бы потребовалось больше энергии, намечалось воспользоваться современными электростанциями, работающими на природном газе. Атомные электростанции и станции, работающие на угле, которые когда-то рассматривались как единственно возможный вариант, теперь считаются настолько дорогостоящими, что уже просто не берутся в расчет» [66]. Фактически это является воплощением общего принципа, сформулированного Махатмой Ганди, о том, что цивилизация в подлинном смысле этого слова состоит не в умножении потребностей, а в свободном и хорошо продуманном ограничении своих желаний.

Что же явилось причиной революционного изменения в планах и практических действиях энергетического гиганта? Был реализован экономический механизм, предполагающий получение акционерами 15% прибыли, которая возникала в результате экономии электроэнергии у потребителей. Позже доля была увеличена до 30%, хотя и от меньшей суммы, поскольку «устраненные издержки», т.е. издержки, которые компания могла сэкономить, помогая потребителям сберегать электроэнергию, становились все меньше на растущем конкурентном рынке, наводненном дешевым природным газом [66].

Для увеличения экономии конечного энергопотребления компания помогала потребителям расходовать электроэнергию более эффективно, приобретать более дешевое топливо, подсказывала пути более эффективного и надежного использования производственных мощностей и другие улучшения в эксплуатации [66], фактически обеспечивая рост коммунальности [152] системы энергоснабжения. В 1992 г. «Тихоокеанская компания» потратила свыше 170 млн долл. на помощь потребителям в сбережении электроэнергии (это самая крупная из подобных программ в мире). Инвестиции, сделанные в течение одного года, принесли 300–400 млн долл. чистой прибыли. Кроме того, компания окупала инвестиции всех своих потребителей в повышение эффективности, сформировав тем самым среду, в которой эффективность оказалась самым дешевым ресурсом для компании.

В 1993 г. Комитет по вопросам деятельности коммунальных служб Калифорнии опубликовал данные, подтверждающие, что только в течение 1990–1993 гг. благодаря усилиям, направленным на повышение эффективности энергетических компаний, находящихся под его контролем, издержки калифорнийских потребителей сократились почти на 2 млрд долл. В 1994 г. комитет сделал достоянием общественности результаты обстоятельного обзора сотен исследований, свидетельствующих, что программы повышения энергоэффективности действительно позволили сэкономить почти точно

предсказанное количество электроэнергии, причем это потребовало значительно меньших затрат, чем затраты на производство того же объема энергии [66]. На примере Калифорнии можно наблюдать, как следствием гармонизации отношений производителей и потребителей энергии является повышение эффективности использования энергетических мощностей и изменение динамики потребления энергии.

Утверждение о необходимости корректировки государством основополагающих принципов развития энергетики находится в полном соответствии с практикой последних десятилетий развития энергоснабжения в странах с развитой рыночной экономикой. В 1992 г. в Рио-де-Жанейро была принята концепция, изменившая вектор научно-технического развития в направлении сокращения негативного влияния на окружающую среду. Применительно к энергетике задача снижения потребления ископаемых ресурсов и сокращения выброса парниковых газов определила концентрацию усилий в области возобновляемых источников энергии [238]. Фактически в мире началось усиление средовой компоненты тетрады, отличительными свойствами которой являются ведущая роль науки, отсутствие временных и пространственных границ (в том числе национальных) [157] с целью снижения негативного антропогенного воздействия в результате перехода на ВИЭ. Более интенсивное развитие средовой компоненты тетрады стало одной из частей глобальной энергоэкологической стратегии устойчивого развития [176, 219]. В 1990-е гг. отношение стоимости производства электроэнергии ветровых энергоустановок и традиционной энергетикой было сопоставимо с 8-кратным различием в стоимости электрического и керосинового освещения в начале XX в., а стоимость электроэнергии солнечных панелей превышала стоимость традиционной энергетики на два порядка. Прогресс в развитии технологий производства фотоэлектрических преобразователей привел к снижению стоимости вырабатываемой ими энергии с 1980 г. по настоящее время почти в 100 раз, а стоимости электроэнергии ветровых установок в 10–15 раз. В ряде стран была сформирована совокупность экономических механизмов, распределяющая издержки развития ВИЭ на всех потребителей электроэнергии, что обеспечило поддержку темпов прироста возобновляемых источников порядка 20%/год на протяжении более четверти века при неизменном улучшении их экономических показателей [238].

Стоимость электроэнергии наиболее удачных проектов ВИЭ, например, в США снизилась для солнечных электростанций (СЭС) до менее 2,5 центов за кВт·ч [420], для ветровых (ВЭС) до 2 центов за кВт·ч [308]. Столь высокие экономические показатели уже не предполагают получения дотаций на реализацию проектов. Как было отмечено в 2016 г. на Международном экономическом форуме в Швейцарии, 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. Начиная с 2015 г. объем ввода в эксплуатацию «чистой» энергии в мире превысил аналогичные показатели строительства электростанций на ископаемом топливе [238]. В 2019 г. стоимость электроэнергии 74% всех угольных электростанций в США

оказалась более дорогой по сравнению с генерацией ВИЭ, расположенных в пределах 56-км зоны вблизи этих ТЭС. Прогнозируется, что к 2025 г. доля электроэнергии угольных электростанций, более дорогой по сравнению с ВИЭ, увеличится до 86% [435]. В апреле 2020 г. в США впервые производство электроэнергии ВИЭ (23%) превысило ее производство на угольных электростанциях.

Эффект масштаба – снижение издержек строительства, присоединения к сетям и последующей эксплуатации электростанций по мере роста их установленной мощности в первые десятилетия определял вектор развития ВИЭ в направлении создания крупных ВЭС и СЭС. В возобновляемой энергетике в последние годы началось опережающее развитие малых станций. В итоге в некоторых странах темпы прироста мощности десятков тысяч индивидуальных источников стали выше аналогичных показателей крупных проектов: в Австралии годовой прирост мощности солнечной энергетики 2017–2018 гг. крупных источников составил 45%, а индивидуальных – более 130% [411]. Солнечная и ветровая энергетика, перестав быть «забавой для богатых», без дополнительного стимулирования не только достигает сетевого паритета, но и производит электроэнергию по более низким ценам по сравнению с традиционной энергетикой [240].

Процесс замещения традиционной энергетике возобновляемыми источниками во многом напоминает переход к электрическим лампам в начале XX в., когда в разы более дешевое освещение керосиновых ламп было вытеснено электричеством. Можно предположить, что эволюция использования угля и углеводородов для энергоснабжения будет происходить во многом по сходному с сокращением использования керосина в керосиновых лампах, что подтверждается снижением использования угля в энергетике США, Канады и западноевропейских стран, банкротством четвертой по объему добычи угля в США американской угольной компании «Murray Energy» (объем добычи угля 30 млн т/год). Таким образом, при сохранении таких областей использования ископаемых видов топлива, как металлургия, угле-, нефте- и газохимия и т.д., в значительной степени произойдет их замещение в энергетике на энергию солнца и ветра.

В этой связи следует отметить следующий психологический аспект. Для большинства населения в начале XX в. «привычный приятный, уютный, желтоватый свет» керосиновой лампы [284] был связан положительными ассоциациями с предшествующими десятилетиями домашней семейной атмосферы. Электрическому освещению предстояло разрушить эти устоявшиеся ассоциативные связи. А вот традиционная энергетика у большинства ассоциируется с выбросами дымовых труб, шлейфом пара над градирнями, с цветением прудов-охладителей и водохранилищ ГЭС, постепенным исчезновением осетровых рыб, разливами нефти и нефтепродуктов, дымящимися террикониками и прочими сопутствующими негативными явлениями. В то же время средства массовой информации на протяжении десятилетий формируют положительные ассоциации развития ВИЭ в соответствии с принятой в 1992 г. глобальной энергоэкологической концепцией [219]. Таким образом, переход на более экологичную возобновляемую

энергетику – намного более психологически комфортная трансформация по сравнению с произошедшим в прошлом веке переходом на электрическое освещение.

Уже сегодня результатом опережающего развития ВИЭ является смещение вектора направления развития нефтяной, газовой и угольной отраслей. Добывающая промышленность в мире начала трансформироваться в направлении использования ископаемых природных ресурсов в качестве ценных источников химического сырья. В 2014 г. появилась инициатива RE100 – движение корпоративного сектора за 100% использование ВИЭ. К нему подключаются крупные корпорации, которые планируют перейти на возобновляемую энергетику. Например, «IKEA», «Apple», «BMW», «Colruyt Group», «Google», «LEGO group», «Tata Motors» и другие торговые и финансовые организации. Постепенно расширяется список территорий, где обсуждается возможность полного отказа от использования ископаемых природных ресурсов в качестве топлива и перехода на возобновляемые источники. Причем это происходит не только в странах с высокой долей импорта угля, нефти или газа, но и в государствах с высокой обеспеченностью природными ресурсами. Так, в США принято решение перейти на ВИЭ не позднее 2050 г. в штатах Калифорния, Нью-Мексико, Гавайи. Этот вопрос рассматривается в Миннесоте, Висконсине, Иллинойсе и Нью-Йорке. На этих территориях в ближайшей перспективе предполагается выделить из системы «энергетика» традиционные топливоснабжающие отрасли и построить энергоснабжение без связи с ними. Аналогичная тенденция наблюдается и с использованием моторного топлива. Происходит вытеснение двигателей внутреннего сгорания электрическим приводом. Лидером этого процесса является Норвегия – страна с наилучшей обеспеченностью углеводородами в Европе и их экспортер.

ВИЭ преимущественно развиваются в высокоразвитых странах, где возможности менее капиталоемких решений снижения потребления топлива и (таких, как когенерация) и уменьшения выброса парниковых газов в значительной степени исчерпаны. Данный факт подтверждает сопоставление в странах – лидерах развития возобновляемой энергетики, где климатические особенности формируют спрос на когенерацию, динамики двух процессов: изменения потребления наиболее экологически чистого энергоносителя – природного газа с изменением доли ВИЭ [224]. Например, в Дании массовое развитие ВИЭ началось после того, как доля ТЭЦ в производстве тепла изменилась с 40% в 1980 г. до 60% в 1990 г. (рост в 1,5 раза за 10 лет), и происходило это наряду с ростом доли ТЭЦ до 77% к 2009 г. (дополнительный рост в 1,28 раза за 19 лет) [222].

Для нашей страны отсюда следует вывод: наряду с развитием ВИЭ в ближайшие десятилетия наиболее значимым резервом снижения потребления топлива станет расширение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Но стоимость производства электроэнергии ВИЭ стремительно снижается. В перспективе это значение рано или поздно вначале в некоторых регионах, а впоследствии повсеместно станет ниже стоимости производства тепловой энергии, что приведет к замещению отопления либо нагрева воды для горячего водоснабжения на электроотопление или

электроподогрев воды. Это будет происходить сначала в относительно короткие промежутки времени, которые в дальнейшем будут увеличиваться. В результате теплоснабжение, включая аккумуляцию тепловой энергии, станет составной частью электротехнических систем потребителей.

В силу ряда причин сокращение использования ископаемых природных ресурсов в качестве топлива в России будет происходить (и фактически происходит) со сдвигом во времени по отношению не только к странам – лидерам в области развития ВИЭ, но и к среднемировому уровню. В условиях высокой обеспеченности ископаемыми природными ресурсами первоочередной задачей является не стимулирование сокращения этого отставания, а трансформация отечественной энергосистемы в направлении снижения издержек интеграции в нее ВИЭ. Без решения этой задачи последующее их распространение потребует введения дополнительных механизмов, приводящих к удорожанию электроэнергии. Задача повышения гибкости энергосистемы путем расширения возможностей согласования спроса и предложения на электроэнергию остается нерешенной, что подтверждает устойчивый спрос на строительство новых, наименее экономичных пиковых мощностей [378] и гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) [1]. Такая трансформация энергосистемы соответствует задачам повышения эффективности использования действующих крупных тепловых электростанций и сокращения потребления ископаемых видов топлива за счет снижения УРУТ на производство электроэнергии тепловых электростанций. И до реализации не в полной мере использованного потенциала сокращения потребления ископаемых видов топлива повышение эффективности использования существующих энергетических мощностей и энергосбережение на системном уровне с учетом взаимосвязи систем жизнеобеспечения, как осуществление большинства пока еще требующих субсидирования проектов ВИЭ, является преждевременной.

Анализируя низкие цены на электроэнергию ВИЭ, следует сделать следующее существенное уточнение. Речь идет о разнице в стоимости так называемой диспетчеризованной и недиспетчеризованной электроэнергии. Если первая производится в строгом соответствии со спросом, то недиспетчеризованная электроэнергия поступает в сеть исходя из возможностей электростанций (солнечных, ветровых, АЭС, ТЭЦ, работающих в теплофикационном режиме по графику тепловых нагрузок). Проблема диспетчеризации (согласования графика спроса и стохастической генерации ВИЭ либо постоянной генерации АЭС и ТЭЦ) решается за счет изменения режима работы энергосистемы путем переноса на пиковые источники функции покрытия постоянно возникающих дисбалансов. В большинстве энергосистем, особенно в густонаселенных странах, уже многие десятилетия отсутствует возможность как увеличения мощности существующих, так и строительства новых регулирующих мощностей ГЭС и ГАЭС. Поэтому усиливается неравномерность работы традиционной энергетики – утяжеляются режимы работы ТЭС, возрастает время вынужденной разгрузки энергоблоков, увеличивается число их пусков-остановок и т.д. В результате повышается УРУТ на производство электроэнергии, растут эксплуатационные затраты, быстрее снижается ресурс оборудования. До достижения доли

ВИЭ в производстве электроэнергии 15–20%, появление каждого нового возобновляемого источника в энергосистеме в определенной степени эквивалентно росту неравномерности графика электропотребления. В обоих случаях результатом является увеличение спроса на наиболее дорогие – пиковые генераторы – и снижение загрузки традиционных электростанций, что выражается в уменьшении их КИУМ. Для традиционной энергетики при этой доле ВИЭ в энергосистеме возобновляемая энергетика является возмущающим воздействием внешней среды. Необходимость согласования спроса и графика генерации ВИЭ определила опережающие темпы роста в таких смежных областях, как аккумулирование энергии, электромобили, интеллектуальные сети (smart grid), управление спросом (demand response) [80, 238, 340, 425, 426, 430, 431, 436, 440, 447, 449, 450]. Указанная политика предусматривает активную помощь в развитии энергоэффективных и энергосберегающих технологий и производств, возобновляемой энергетике, а также энергетической и транспортной инфраструктуры. На научные исследования и реализацию проектов в этих направлениях выделяется значительная, а в ряде случаев преобладающая часть средств, поскольку именно эти сегменты экономики отличаются повышенным инновационным потенциалом и являются мультипликатором создания рабочих мест и производства добавленной стоимости [265].

Таким образом, затраты интеграции ВИЭ в энергосистему обуславливают, по мнению авторов исследования [205] системный эффект, заключающийся в следующем. Даже если не учитывать необходимости дополнительного электросетевого строительства, масштабное развитие ВЭС и СЭС с их нерегулярной выработкой электроэнергии потребует либо частичного дублирования мощностей (например, увеличения мощности газотурбинных установок (ГТУ)), либо установки накопителей, регулирующих режимы выдачи их мощности. Расчеты показывают, что системный эффект (в частности, необходимость частичного дублирования мощностей) повышают стоимость электроэнергии от ВЭС на 30% и от СЭС – на 40%. Применение накопителей (даже при их двукратном удешевлении) оказывается еще более затратным решением: стоимость электроэнергии от ВЭС и СЭС в 2035 г. повысится на 60–80%. В абсолютных значениях в России стоимость электроэнергии СЭС в 2035 г. будет составлять 11,06 руб./кВт·ч, а для ВЭС – 8,04 руб./кВт·ч [205]. Необходимость преодоления системного эффекта, обусловленного действующей концепцией развития электроэнергетики, приводящего к удорожанию ВИЭ, путем строительства маневренных электростанций, систем аккумулирования энергии, включая ГАЭС, – проявление отсутствия запаса структурной устойчивости отечественной электроэнергетики.

Рыночные отношения не могут не выровнять стоимость оборудования (ветроустановок, солнечных панелей, инверторов и т.п.), а также затрат на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы в России и в мире. Потребуется очень высокие ограничительные барьеры, сводящие на нет все утверждения о построении рыночной экономики, чтобы в условиях высокой маржи на поставки и установку оборудования ограничить проникновение на российский рынок компаний, в том числе с иностранным

участием, в частности на основе EPC-контрактов (engineering, procurement and construction).

Так как согласно [205], до 2035 г. доля ВИЭ в установленной мощности отечественной энергосистемы не будет превышать 5%, они будут воплощаться на территориях с наилучшей обеспеченностью природными ресурсами. Поэтому для России утверждения о недостаточной обеспеченности ветром или солнечным излучением не являются обоснованием в защиту высокой стоимости генерации ВИЭ. Сопоставимая обеспеченность энергией ветра Северной Америки и Евразии едва ли может быть опровергнута. В части же доступности солнечной энергии отметим следующее. В 2019 г. наилучший показатель стоимости энергии солнечной энергетики не только в США, но в мире (2,35 цента США или менее 2 руб./кВт·ч) достигнут отнюдь не в южных штатах и не в таких странах, как Мексика, Чили, Перу, Австралия, Иордания, ОАЭ (в ОАЭ цена на электроэнергию СЭС снизилась в 2020 г. до 1,35 цента за кВт·ч [420]) и т.д. Этот показатель был достигнут в граничащем с Канадой штате Айдахо, где климатические условия в части инсоляции сопоставимы с российскими регионами европейской части – Кубанью, регионами СКФО, Республикой Крым и азиатской части – Амурской и Читинской областями, Еврейской автономной областью, Республикой Тува и т.д. Поэтому можно сделать вывод, что в основном разницу в стоимости генерации ВИЭ в России и в мире обуславливает именно системный эффект, а не:

- обделенность территории (во всяком случае, в рамках достижения значения 5% выработки ВИЭ от общего производства электроэнергии) в природном потенциале для развития ВЭС или СЭС;
- более высокая оплата труда в России по сравнению с США или европейскими странами;
- большая востребованность территорий для развития сельского хозяйства и т.д.

Таким образом, проблема в разы более высокой стоимости ВИЭ в России по сравнению со странами с сопоставимыми природными условиями лежит в организационной плоскости и в основном определяется системными издержками компенсации неравномерности производства электроэнергии. Если предполагается, что любая ВЭС или СЭС является отдельным объектом, задачей которого – производство электроэнергии по заранее заданному графику, то совершенно обоснованно дооснащение этого объекта системами диспетчеризации энергии (аккумуляирование, ввод пиковой генерации и т.д.).

В альтернативном сценарии, при преимущественном развитии средовой компоненты тетрады (что является также спецификой использования ВИЭ за рубежом, обеспечивающего низкий уровень издержек), согласование зависящего от природных условий производства электроэнергии и потребности в ней в данный момент времени решается задействованием возможностей потребителей. Если потребители являются не экзогенными элементами, а неразрывной частью технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов», то спрос на любом участке энергосистемы на

электроэнергию корректируется в зависимости от издержек ее производства в данный момент времени. Таким образом, в объектной системе обоснованной является стоимость электроэнергии ВИЭ в соответствии с [205], а при развитии средовой компоненты тетрады – отсутствуют предпосылки к тому, чтобы она была выше уровня, который характерен для стран с климатическими условиями, аналогичными российским регионам.

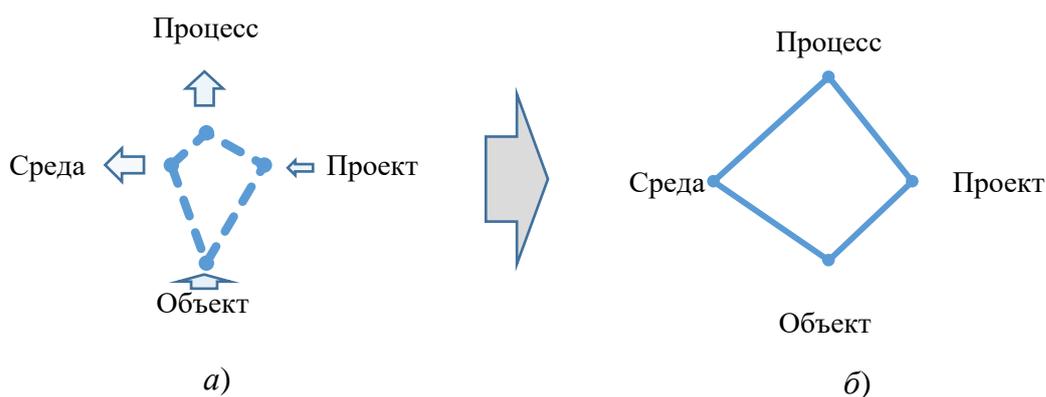
#### ***1.4. Пути перехода к сбалансированному состоянию электроэнергетики***

Одним из препятствий развития ВИЭ и движения в направлении климатической нейтральности в России является тот факт, что сегодня в стране возобновляемая и традиционная энергетика стали антиподами, интересы их собственников противоположны, а могут найти достаточно гармоничное сочетание. Гармонизация их взаимоотношений – задача, которая может и должна быть поставлена и в научном, и в практическом плане. Путь решения: восстановление структурной устойчивости отрасли, уровень которой снизился вследствие ослабления и утраты межотраслевых и внутриотраслевых структурных связей. В этом случае вместо повышения надежности энергоснабжения за счет ввода в действие пиковых электростанций, в энергосистеме возникает горизонт возможностей, позволяющий использовать незадействованный потенциал повышения эффективности работы новой системы, включающей производителей, сети и потребителей энергии. Повышение коэффициента полезного действия новых энергоблоков повысят эффективность производства электроэнергии на несколько процентов. Но эти мероприятия не устранят природы накопленных дисбалансов.

Сегодня энергетика представляет собой совокупность энергоснабжающих предприятий, каждое из которых, развиваясь в направлении своего экономически оптимального состояния, максимизирует результаты своей текущей хозяйственной деятельности. Их целью является удовлетворение спроса на энергетические ресурсы потребителей народнохозяйственного комплекса, т.е. энергопотребляющих предприятий и населения. При этом задачей планирования развития энергетики является обеспечение этой потребности (как заданной экзогенно программы) с минимальными издержками [351]. Для того чтобы эта программа перестала быть внешней для энергетики, необходима гармонизация интересов производителей, сетей и потребителей энергии путем устранения существующей увеличенной гипертрофированности объектной системы как основной причины фрагментарности экономики [155] и приведение в сбалансированное состояние тетрады. Так как после 1990 г. уровень развития средовой и процессной компонент тетрады был ниже аналогичных показателей ее объектной и проектной компонент, то в ближайшее время следует направить усилия на преимущественном развитии ее средовой и процессной компонент (рис. 1.2). Путь решения этой задачи – проведение ингрессий между потребителями и производителями электроэнергии. В настоящее время эти ингрессии могут быть реализованы не столько на основе новых разработок, чья стоимость хоть и будет снижаться, но они пока остаются достаточно капиталоемкими,

сколько за счет расширения границы применения известных и апробированных технологических решений путем привлечения возможностей потребителей электроэнергии в процесс оптимизации функционирования энергосистемы [236].

Противодействие ранее сложившихся стереотипов формированию новых связей является объективной составляющей развития любой системы. В рамках действующей концепции развития электроэнергетики обоснование некорректности вовлечения потребителя в регулирование графика нагрузки состоит в следующем. Предприятия, выпускающие дорогую продукцию, по цене много дороже электрической и тепловой энергии, совсем не обязаны облегчать режимы электро- и теплогенерации в энергосистеме. Для них приоритет – качество производимой продукции, которое обычно требует стабильной работы технологических установок. Изменение их технологических режимов в угоду энергетике будет недопустимо. Логичным следствием этой экономически обоснованной точки зрения является дальнейшее выполнение производителями электроэнергии внешней для них, задаваемой потребителем производственной программы и, как следствие, – дальнейшее включение в стоимость электроэнергии обусловленных этой концепцией издержек.



**Рис. 1.2.** Направление трансформации тетрады российской электроэнергетики в контексте системной экономической теории: *а* – текущее состояние тетрады; *б* – состояние тетрады при реализации альтернативной концепции развития электроэнергетики

*Источник:* разработано автором.

Технологические процессы потребителей могут быть изменены без ущерба для них путем формирования новых связей между их электротехническими комплексами и энергосистемой. Причем эти изменения могут быть реализованы не только в сложных металлургических или химических производствах. Развитие управления спросом путем формирования активного потребителя – потребителя, чьи возможности задействованы для диспетчеризации функционирования энергосистемы, происходит на всех уровнях: на предприятиях промышленности, сельского хозяйства, на транспорте, в бытовом потреблении [428, 429, 431, 436, 438, 446, 451, 453]. Наиболее простое решение на уровне бытового потребления состоит в использовании возможностей инверторных компрессоров бытовых холодильников с целью участия в диспетчеризации функционирования

части энергосистемы. В отличие от периодических включений и отключений инверторные компрессоры работают постоянно, изменяя потребляемую мощность для поддержания постоянной температуры в холодильной камере. С целью демпфирования провалов или всплесков активной мощности в электросети в пределах номинальной мощности компрессора (150–300 Вт) при работе его с частичной нагрузкой следует обеспечить управление его режимами. Снижение потребления миллионами компрессоров бытовых холодильников в периоды максимального спроса и соответственно высокой цены на электроэнергию и увеличение во время провалов потребления другими электроприборами является альтернативой вынужденному снижению мощности крупных энергоблоков. Результатом является повышение эффективности работы энергосистемы за счет роста структурной устойчивости технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов».

Приведенный пример является иллюстрацией подхода, при котором оптимизация энергоснабжения происходит путем формирования новых связей за счет технологических возможностей потребителя, а не в ущерб ему. Ограничивающим фактором является не доступность электроприемников с инверторными компрессорами или недостаток финансовых средств для их установки, а отсутствие инфраструктуры для реализации процесса управления потреблением электроэнергии, в частности, инверторными двигателями бытовых электроприборов. Для этого требуется модернизация распределительных сетей на основе технологий SMART (Self-Monitoring Analysis and Reporting Technology) grid и формирование новых связей для взаимодействия потребителя и энергосистемы – создание множества микроинтеллектуальных сетей (micro smart grid). Результатом их создания станет возможность реализации спектра доступных уже в настоящее время технологических решений для повышения эффективности работы энергосистемы, но находящихся вне поля зрения электроэнергетики в рамках действующей концепции ее развития. Один из них состоит в расширении области использования электромобилей. Речь идет об использовании аккумуляторов припаркованных транспортных средств для выравнивания графика нагрузки и повышения надежности энергоснабжения. Уже по состоянию на 2015 г., когда литий-ионные накопители были более чем в три раза дороже, чем сегодня, было обосновано, что распределенные системы накопления на базе парков электромобилей экономически эффективны при режиме их использования до 1 ч/сут. [139].

По мнению С.Я. Есякова в Российской Федерации «внедрение интеллектуализации никогда не станет причиной повышения тарифа, а развитие интеллектуальных сетей непременно приведет к тому, что на рынке останется два участника: потребитель и сетевая компания» [391].

Ингрессия самостоятельно развивающихся систем жизнеобеспечения (транспортной и энергоснабжения) является одним из множества способов роста структурной устойчивости электроэнергетики. Ее основой является использование парка припаркованных электромобилей для выравнивания графика загрузки традиционной энергетики,

обеспечения баланса мощности при приеме в энергосистему зависящей от природных факторов генерации ВИЭ в установившихся нормальных режимах энергоснабжения. В аварийных режимах этот механизм будет обеспечивать автономное электроснабжение выделенной нагрузки потребителей. Глубина его распространения и значимость для повышения структурной устойчивости электроэнергетики будет возрастать по мере расширения парка электромобилей.

Но сегодня ингрессии подобного рода не имеют места, потому что каждый объект, став самостоятельной системой, начал эффективно решать самостоятельную задачу в области передачи, производства, продажи электроэнергии и т.д., что и являлось исходной целью завершившейся реформы электроэнергетики [327, 332]. Деятельность новых объектов направлена на выполнение внешней, извне для них заданной, производственной программы обеспечения спроса на электроэнергию, который становится все менее равномерным как по причине изменения характера потребления, так и появления стохастической генерации ВИЭ. В итоге:

- инвестиции используются наиболее эффективным образом с точки зрения каждого отдельного хозяйствующего объекта, но не системы в целом;
- мощность энергосистемы увеличивается, КИУМ снижается, но спрос на пиковые источники и системы аккумулирования энергии возрастает, что приводит к росту издержек энергоснабжения, которые в полной мере оплачивают потребители;
- сетевая инфраструктура расширится, но потери передачи электроэнергии зачастую растут.

Отсутствуют предпосылки трансформации характера функционирования сформировавшейся системы как в случае поддержания состояния энергетических мощностей и сетевой инфраструктуры в неизменном виде, так и при их модернизации, в том числе с использованием механизма новых договоров предоставления мощности (ДПМ). Эти решения, включая повышение коэффициента полезного действия новых энергоблоков в результате перехода на парогазовый цикл либо суперсверхкритические параметры пара, обеспечат рост эффективности производства электроэнергии на несколько процентов, однако не являются решением проблемы.

Гипотетическое изменение стратегического направления – преимущественное развитие традиционной энергетики, по которому отрасль развивалась в соответствии с энергетическими стратегиями до 2010 г., 2020, 2030, 2035 г., на усиленное развитие ВИЭ также не устранил природы накопленных дисбалансов. Во всех перечисленных сценариях сохранится преобладание объектной компоненты тетрады. Объекты как традиционной, так и возобновляемой энергетики, продолжая повышать экономические результаты своей деятельности, будут продолжать перекладывать на потребителей издержки своего функционирования. В силу практического отсутствия процессов координации возможностей потребителей в регулировании графика спроса на электроэнергию механизмы снижения издержек в результате использования возможностей оптимизации электроснабжения останутся невостребованными. Это означает, что практически в

неизменном виде в системе будет действовать «энергетический тормоз развития экономики», и для смягчения его влияния на ингибирование экономического развития и в дальнейшем потребуются экзогенное воздействие государства для сдерживания роста стоимости электроэнергии. Причина заключается в том, что подобные изменения не затрагивают концептуальных основ функционирования энергетики.

Тектология дает представление 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» [54, т. 2, с. 166].

Решением является изменение концептуальных основ развития энергетики, направленное на устранение дисбалансов функционирования тетрады путем ингрессии производителей и потребителей электроэнергии. Разрушая системные противоречия, ингрессии создают условия для новой дифференциации на более высоком уровне [299]. Планомерное движение в направлении формирования новых связей на основе ранее известных технологических решений с учетом последних достижений научно-технического прогресса и становления процессов взаимодействия потребителей и энергосистемы с целью снижения издержек энергоснабжения будет определять вектор развития энергетики. Решение этой задачи подразумевает научно обоснованное использование как существующих механизмов, так и появление новых, направленных на ее решение. В соответствии с законом Эшби, только разнообразие может справиться с разнообразием [51].

Переход к альтернативной концепции развития электроэнергетики основывается на инструментарии управления устойчивостью экономических систем на основе теории техноценозов [177, 316, 317, 344], базовые положения которого разработаны в ходе исследований [98, 169, 171].

Охватывающая все области естествознания теория техноценозов является не менее универсальной научной теорией, чем тектология и общая теория систем. Их объединяет тот факт, что базовые принципы этих теорий – это результаты наблюдений их авторов мудрости устройства живой природы, гармонией взаимодействия живых организмов между собой и с внешней средой. Как выпускник медицинского факультета Харьковского университета А.А. Богданов и австрийский биолог Л. фон Берталанфи, так и основоположник теории техноценозов Б.И. Кудрин, результаты своих наблюдений над биологическими объектами обобщили и получили общие закономерности, характерные для любых систем. На основе развития аналогий, возникающих при сопоставлении законов развития живой и неживой природы [167], Б.И. Кудрин выявил, по меньшей мере, 46 общих закономерностей биологической и техноэволюции [168].

Согласно теории техноценозов, любая система приходит к сбалансированному соотношению крупных и мелких элементов, что в энергосистемах развитых стран выразилось в опережающих темпах развития распределенной энергетики. По мере сокращения отличий между удельной стоимостью строительства и последующей эксплуатации крупных и мелких электростанций, в этих странах приоритет получило создание небольших источников электроэнергии, приближенных к потребителю и, как следствие, развитие интеллектуальных сетей.

В России основой энергосистемы, ее центром экспрессии останется традиционная энергетика. Но для повышения надежности энергоснабжения потребителя и обеспечения возможности сохранения работы жизненно важных для него электроприборов при различных авариях в энергосистеме, ее следует дополнить распределенной энергетикой. В силу более высоких маневренных возможностей малых генерирующих установок по сравнению с крупными энергоблоками основная задача распределенной энергетике состоит:

- в установившемся нормальном режиме покрывать пиковый спрос на электроэнергию и обеспечивать работу атомных и крупных тепловых электростанций в номинальном режиме при наименьшем удельном расходе условного топлива на производство электроэнергии;
- в аварийных режимах поддерживать бесперебойное электроснабжение выделенной нагрузки.

Результат возможности выравнивания графика работы традиционной энергетики за счет покрытия пиковой нагрузки небольшими источниками повышает пластичность энергосистемы. Это не только снижает УРУТ на производство электроэнергии, сокращая выбросы парниковых газов, но и уменьшает время работы крупных энергоблоков в переходных режимах, что ведет к более равномерному использованию их ресурса, сокращению расходов на техническое обслуживание, повышению коэффициента использования установленной мощности.

При приближении производства электроэнергии к потребителям, которые в большинстве случаев в силу климатических особенностей России также являются потребителями тепла, логичным является развитие когенерации и использование не в полной степени реализованного потенциала снижения УРУТ на производство электроэнергии в результате комбинированного производства тепла и электроэнергии. На протяжении десятилетий в России сформировалась система расположенных вблизи потребителей котельных. Их распределение по мощности в соответствии с теорией техноценозов описывается *H*-распределением. Модернизация и надстройка функционирующих сегодня котельных когенерационными установками с синхронными генераторами станет основой для совместного производства тепла и электроэнергии. Использование системы источников теплоснабжения в качестве «пространственного скелета» для формирования распределенной энергетики повысит надежность не только электро-, но и теплоснабжения на территории России. Возникающее при этом тектологическое

противоречие заключается в том, что работа малых когенерационных установок для сглаживания кривой спроса и обеспечения возможности работы в номинальных режимах традиционной энергетики происходит по графику электрических нагрузок. При этом тепло должно вырабатываться по графику тепловых нагрузок. Решением является установка систем аккумулирования тепловой энергии в модернизированных для комбинированного производства тепла и электроэнергии котельных, что позволит при когенерации по графику электрических нагрузок накапливать неостребованное в данный момент попутное тепло для использования его в периоды спроса на тепловую энергию.

Когда спрос на электроэнергию обеспечивается базовыми источниками без задействования пиковых мощностей распределенной энергетики, синхронные машины когенерационных установок могут работать в режиме синхронных компенсаторов, поддерживая требуемый уровень напряжения в распределительных сетях.

Итогом является снижение потерь в электросетях не только в результате приближения источника электроэнергии к потребителю, но и за счет поддержания баланса реактивной мощности, а также обеспечения возможности более полного использования уже существующих трансформаторных подстанций и пропускной способности линий электропередач.

**Таблица 1.1**

**Трансформация тетрады к сбалансированию функционированию**

Направление трансформации тетрады	Пути перехода к сбалансированному функционированию тетрады	№ раздела
Снижение гипертрофированности проектной компоненты	Трансформация приоритетов от наращивания количественных показателей к росту структурной устойчивости: повышение использования установленной мощности энергосистемы в результате сокращения потребности в регулирующих источниках, снижение объема новых вводов энергетических мощностей	2.4, 5.1
Снижение гипертрофированности объектной компоненты	Переход от максимизации результатов хозяйственной деятельности каждым объектом к повышению эффективности функционирования энергосистемы	2.1, 2.2, 2.3
	Переход от увеличения мощности действующих ТЭЦ к использованию потенциала распределенной когенерации	4.3
Развитие средовой компоненты	Вертикальные ингрессии в процессе электроснабжения	3.2, 3.3
	Горизонтальные ингрессии электроэнергетики и систем жизнеобеспечения	3.4, 4.3
	Синергический эффект использования сформировавшегося теплового потребления для развития распределенной когенерации	4.3
Развитие процессной компоненты	Процесс трансформации энергосистемы к росту неравномерности графика нагрузки и увеличению доли ВИЭ	3.3, 4.1
	Процесс формирования ценологического распределения энергетических мощностей с преимущественным использованием когенерации	4.3
Устойчивое развитие электроэнергетики как результат гармонизации тетрады	Механизм поддержания баланса нового энергетического строительства с изменением объемов потребления электроэнергии в странах с рыночными отношениями	5.1

*Источник:* разработано автором.

Альтернатива действующей концепции развития электроэнергетики в краткосрочной перспективе направлена на повышение КИУМ существующих ТЭС и АЭС, а в долгосрочной – на снижение издержек интеграции ВИЭ в энергосистему. Иными словами, речь идет о переходе к новой концепции развития электроэнергетики и повышении ее структурной устойчивости в результате интенсификации развития находящейся сегодня на второстепенном плане средовой и процессной компонент тетрады (см. рис. 1.2). Гармонизация тетрады подразумевает трансформацию соотношений каждой ее компонент (табл. 1.1).

В следующих главах представлены полученные результаты повышения структурной устойчивости электроэнергетики за счет роста эффективности использования действующих энергетических мощностей и, как следствие повышения их экономичности и снижения выбросов парниковых газов, перехода к ценологическому распределению энергетических мощностей, вовлечения не в полной мере использованного потенциала когенерации, координации развития электроэнергетики с технологическими процессами у потребителей и в системах жизнеобеспечения.

### ***Выводы к главе 1***

1. Рост эффективности отечественной энергетики в 1930–1990 гг. является закономерным следствием системного подхода к ее развитию. Переход от улучшения текущих показателей хозяйственной деятельности отдельными объектами технологической процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» конца XIX – начала XX в. к комплексному развитию народного хозяйства сбалансировал объектную, проектную, средовую и процессную компоненты тетрады и создал предпосылки для долгосрочного роста структурной устойчивости энергетики. Неразрывное от роста количественных показателей энергосистемы развитие сектора потребления было основой не только плана ГОЭЛРО, но и последующих десятилетий функционирования энергетики. А высокая структурная устойчивость отрасли позволила сохранить уровень надежности энергоснабжения в 1990-е гг. в условиях, изначально не предусмотренных экзогенных воздействий.

2. Сегодня в России успешно достигнута цель реформы электроэнергетики – появившиеся объекты стали максимизировать экономические результаты своей деятельности и начали повышать показатели количественной устойчивости. При неизменном с точностью до 3% объеме электропотребления в 1990 и 2020 гг. рост издержек, обусловленный снижением эффективности использования оборудования, стал одной из причин роста цен на электроэнергию. Дезингрессии реформы электроэнергетики вызвали гипертрофированное развитие объектной, а в 2008–2017 гг. и проектной компонент тетрады, что привело к снижению структурной устойчивости отрасли. В этих условиях издержки интеграции ВИЭ в российскую энергосистему не только в настоящее

время, но и в перспективе к 2035 г. будут приводить к удорожанию производимой ими энергии на десятки процентов, что является негативным фактором, замедляющим сокращение выброса парниковых газов.

3. Снижение уровня гипертрофированного развития объектной системы состоит в гармонизации компонент тетрады путем перехода от максимизации результатов деятельности объектов, специализирующихся на определенном сегменте (на производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии) искусственно разделенного единого процесса энергоснабжения, что ведет к системному снижению издержек энергоснабжения и уменьшению негативного антропогенного влияния энергетики. Этот подход предполагает более интенсивное развитие средовой и процессной компонент тетрады в результате оптимизации технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» путем ингрессий производства, распределения и потребления электроэнергии.

4. Переход от наращивания потребления невозобновляемых природных ресурсов к устойчивому развитию определил вектор развития энергетики большинства стран после 1992 г. Опережающее развитие ВИЭ в первые десятилетия XXI в., когда стоимость электроэнергии ветровых и солнечных электростанций была значительно выше показателей традиционной энергетики, стало возможно в результате преимущественного развития средовой компоненты тетрады в этих странах. А совокупность механизмов поддержки ВИЭ привела к росту их конкурентоспособности и стала стимулом для ускоренного развития альтернативных способов согласования графиков потребления и производства электроэнергии.

Для перехода от наращивания количественных показателей к росту структурной устойчивости российской электроэнергетики требуется корректировка концептуальных основ ее сегодняшнего развития на следующих *базовых принципах*.

1. Переход от избыточного роста объектной компоненты к гармонизации тетрады, усиления ее средовой и процессной компонент путем:

- создания дополнительных связей энергосистемы и потребителей электроэнергии, поддержка трансформации потребителями собственных электротехнических комплексов для участия в диспетчеризации функционирования энергосистемы с целью снижения издержек энергоснабжения;
- дополнения энергосистемы распределенной энергетикой, создаваемой потребителями с привлечением собственных средств, координация этого процесса и реализация механизмов, обеспечивающих заинтересованность собственников распределенной энергетики в выравнивании графика нагрузок энергосистемы;
- совместного развития электроэнергетики и систем жизнеобеспечения, создания механизмов вовлечения возможностей изменения их технологических процессов для сокращения издержек электроснабжения и уменьшения негативного антропогенного воздействия;

- повышения гибкости энергосистемы в результате трансформации структуры энергетических мощностей в соответствии с законами теории техноценозов.

2. Рост надежности электроснабжения в результате:

- усиления участка процесса производства – потребления электроэнергии с наибольшим числом аварий – распределительных сетей, снижения потерь в электросетевом комплексе за счет приближения источников электроэнергии к потребителю и обеспечения баланса реактивной мощности на основе работы синхронных машин распределенной энергетики;

- сокращения времени отключений из-за аварий за счет распределенной энергетики, имеющей возможность работы на выделенную нагрузку в аварийных режимах.

3. Повышение экологичности электроэнергетики, снижения выброса парниковых газов путем:

- сокращения расхода топлива на производство электроэнергии как в результате перехода функционирования крупных электростанций в более экономичные режимы, так и уменьшения числа их пусков-остановок;

- использования не в полной степени реализованного потенциала производства электроэнергии на тепловом потреблении для когенерации;

- создание условий для функционирования когенерации в качестве пиковых источников по графику электрических, а не тепловых нагрузок за счет создания аккумуляторов тепла;

- приоритетное развитие возобновляемых источников по мере снижения стоимости ими электроэнергии. Поэтому мероприятия, направленные сегодня на сглаживание кривой спроса для выравнивания графика работы тепловых и атомных электростанций, являются важной подготовительной частью формирования условий снижения издержек интеграции ВИЭ в энергосистему и приема их недиспетчируемой, определяемой природными условиями, электроэнергии.

4. Снижение остроты диспропорций социально-экономического развития регионов, обусловленных высокими издержками электроснабжения и их чрезмерной дифференциацией удельного подушного потребления электроэнергии (УПЭ). Повышение УПЭ в европейской части России до уровня западноевропейских стран и Японии, а в Зауралье – до уровня США, Финляндии и Швеции.

5. Поддержка использования высвобождающихся внутренних ресурсов генерирующих компаний и расширения окна возможностей обеспечения энергоснабжения на основе существующих мощностей для интенсификации разработок новых технологий в области производства, передачи и использования электроэнергии.

## ГЛАВА 2. ПРОВЕДЕННЫЕ ДЕЗИНГРЕССИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ – КЛЮЧЕВАЯ ПРИЧИНА ВЫСОКИХ ИЗДЕРЖЕК ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### *2.1. Размывание системного подхода и издержки энергоснабжения*

Рост цен на электроэнергию негативно воздействует на экономику и снижает темпы экономического развития, что отмечается многими профессионалами: Л.С. Беляевым, Н.И. Белоусовым, Е.М. Васильевым, В.Н. Лившицем, Л.Ю. Богачковой, Ю.В. Зайцевой, Л.Д. Гительманом, И.Д. Грачевым, Б.Э. Нигматулиным, Б.Е. Ратниковым, С.С. Занковским [16, 48, 49, 52, 79, 116, 178, 194, 244]. Исследования в этом направлении имеют более чем вековую историю [125]. Отличительной особенностью сегодняшнего функционирования отрасли является прогнозное ожидание роста цен на электроэнергию, без которого не может быть обеспечена устойчивая деятельность энергетических компаний [106].

Цены на электроэнергию неразрывно связаны с обеспечением энергетической безопасности. «Энергетическая стратегия России до 2035 года» особое внимание уделяет гарантированному обеспечению энергетической безопасности страны [14].

Понятие энергетическая безопасность было сформулировано Международным энергетическим агентством как уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях. Выделяются две компоненты энергетической безопасности: тактическая и стратегическая [6, 71, 81, 115, 333]. В тактической компоненте энергетической безопасности определяющим является надежность энергоснабжения. Согласно [5], надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Данное направление подробно исследовано отечественной энергетической школой [21, 22, 28, 83]. В [276] указывается, что «основой стратегической безопасности является защищенность страны от завышенной стоимости энергоснабжения, которая может приводить к сдерживанию (торможению) экономического роста и соответственно социального прогресса или даже невозможности поддержания нормального функционирования общества и экономики при минимальном или нулевом экономическом росте».

В докладе Президиуму Государственного совета Российской Федерации «О повышении энергоэффективности российской экономики» (Архангельск, 2009) [382] энергетическая безопасность была определена как «способность страны или региона

обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам».

Среди подходов к определению энергетической безопасности ключевыми параметрами являются стоимость энергоснабжения и его способность обеспечить экономический рост [71, 280, 281]. Для России – самой холодной и протяженной страны с очень низкой плотностью населения и энергетической инфраструктуры – соответственно в четыре и семь раз меньше, чем в США, это особенно актуально. Энергетическая эффективность российской экономики в пять раз ниже среднемировой, а нагрузка энергетики на экономику в четыре раза выше: капитальные вложения в отечественную энергетику составляют 6% ВВП при 1,5% в мире целом [204].

Таким образом:

- цена электроэнергии является значимым фактором, не только влияющим на темпы экономического развития, но и определяющим стратегическую энергетическую безопасность [113], что предполагает необходимость поддержки государством разработки и реализации механизмов ее снижения и ответственности электроэнергетических компаний перед обществом за их обеспечение [102];

- анализ функционирования системы энергоснабжения в рамках действующей концепции развития электроэнергетики выявил необходимость дальнейшего роста стоимости электроэнергии выше уровня инфляции.

Изучению причин высоких цен на электроэнергию и поиску путей снижения стоимости энергоснабжения посвящены исследования Н.И. Воропая, И.Д. Грачева, А.Ф. Дьякова, А.И. Кузовкина, Г.П. Кутового, В.В. Кудрявого, В.Н. Лившица, Б.И. Нигматулина и др. [78, 133, 175, 179, 244, 249, 285, 288]. Ключевой причиной опережающего инфляцию роста издержек в энергетике является раздельное рассмотрение потребителей и системы энергоснабжения в результате проведенных в отрасли дезингрессий.

В рамках действующей концепции развития электроэнергетики спрос на электроэнергию для системы энергоснабжающих предприятий является экзогенно заданным параметром со стороны внешней для этой системы совокупности потребителей. И цель системы энергоснабжения – минимизация издержек для заданной производственной программы энергетики [324, 351]. Этот подход определяет роль потребителя электроэнергии как элемента экономики в создании фиксированного спроса для каждого момента времени, а задача системы энергоснабжения обеспечение заданного спроса при минимальных издержках.

Не изменилась ситуация и с внесением в 2016 г. поправок в 35 ФЗ «Об электроэнергетике», в частности в определении единой энергетической системы России с «совокупности производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» на новое определение – «совокупность объектов электроэнергетики

и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Размывание системного подхода также относится к нескоординированному развитию систем жизнеобеспечения, в частности к электро-, тепло-, водо-, газоснабжению [97, 249]. Развитие электроэнергетики в рамках действующей концепции привело к завышенным объемам энергетического строительства, энергоизбыточности и, как следствие, неизбежному росту стоимости электроэнергии. Не только развитие, но и поддержание функционирования производственных систем энергетики предполагает ежегодный рост цен на электроэнергию, без которого устойчивое энергообеспечение не может быть обеспечено. Подтверждением данного факта является разработка в 2018 г. «Программы модернизации объектов электрогенерации по схеме модифицированных механизмов договоров предоставления мощности», в рамках которой для поддержания деятельности генерирующих компаний требуется предоставление 3,5 трлн руб. [367], а в 2019 г. была утверждена Программа модернизации объектов электрогенерации до 2031 г.

Причиной текущей низкой эффективности энергетики является ряд дезинтесисий, проведенных в процессе реформирования электроэнергетики. Дробление единого организма на множество отдельных объектов, каждый из которых улучшает собственные показатели, и рассмотрение энергетического комплекса с позиции различных ведомственных институтов, сектор «Большой энергетики» (электроснабжение и частично – теплоснабжение от ТЭЦ) развивается практически без связи с системами жизнеобеспечения (электро-, тепло-, водо-, газоснабжения) муниципальных образований, отсутствуют механизмы для оптимизации использования ресурсов потребителем, особенно неквалифицированным потребителем – населением. Это свидетельствует о том, что главная черта постпереходной российской экономики – ее фрагментарность, т.е. расхождение и распад на отдельные, слабо связанные фрагменты [155] в полной мере относится к системам жизнеобеспечения – энергетике и ЖКХ. Они перестали быть «единым народнохозяйственным комплексом» как с точки зрения единого управления, так и системного функционирования и приобрели явные черты несистемности. Не предусмотрена и по факту отсутствует координация взаимодействия не только между отдельными системами жизнеобеспечения, но и в рамках одной подотрасли. Например, в электросетях возникают ситуации, когда подстанции и ЛЭП «Единой национальной сети» построены, а строительство соответствующих распределительных сетей задерживается. Введенные объекты долгие годы не используются на полную мощность [160]. Даже в Москве встречаются ситуации, когда нагрузка новых подстанций не превышает 7%. Это большие новые подстанции, стоимость которых сотни миллионов рублей. По стране таких подстанций тоже хватает. Местные органы власти утверждали инвестиционные программы и строили подстанции, которые никому не нужны [173]. Данный факт является следствием отсутствия корпоративной ответственности электроэнергетических компаний в регионе за результат

и последствия инвестиционных решений. Это проявляется в увеличении количества проектов, имеющих сомнительную эффективность [345]. Например, при обследовании сетей 110 кВ ОАО «МРСК Сибири» [196] было выявлено, что только 3,6% линий имеют нагрузку более 70% допустимой. Нагрузку менее 10% имеют 24% линий, менее 20% – 55%; нагрузку менее 30% – 77% линий. Средняя загрузка трансформаторов – 45% номинала [224]. Содержание неиспользуемых мощностей увеличивает сетевую составляющую, которая в 2012-2017 гг. выросла в 2,5 раза [391]. Согласно [258], в сельских распределительных сетях Вологодской области для 130 трансформаторных подстанций с мощностью трансформаторов до 630 кВА среднемесячный коэффициент загрузки не превышал 20% в 86% случаев. Учитывая сезонность сельскохозяйственных производств, максимальные среднемесячные коэффициенты загрузки в 67% случаев не превышали 20%, а в 89% случаев – 30%, что приводит к высокой доле потерь электроэнергии в распределительных сетях, в том числе в результате значений реактивной составляющей мощности значительно больших нормативных показателей и, как следствие, низкой экономической эффективности работы электросетевого хозяйства. В свою очередь следствием недоиспользования сетевых мощностей является недостаточная эффективность использования финансовых средств сетевыми компаниями [391]. В итоге стала крайне актуальной проблема взаимной увязки программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и планов территориального развития регионов [144].

В условиях преобладания объектной компоненты тетрады для фрагментарной экономики характерны и низкий уровень взаимного доверия агентов, и вытекающая отсюда несклонность к долговременным инвестициям. Для экономики с низкой эффективностью использования всех видов ресурсов непригодна концепция «точек роста», или «полосов роста», в качестве локомотива экономической динамики, поскольку фрагментарность препятствует их перетоку в точку наивысшего спроса [155].

Проблема заключается не в недостаточном внимании к вопросам повышения энергоэффективности, а во фрагментарном подходе и, как следствие, – в отсутствии общих принципов, обеспечивающих гармонизацию отношений потребителей и систем жизнеобеспечения. В рамках фрагментарного подхода не может быть обеспечена в полной мере как стратегическая энергетическая безопасность Российской Федерации, так и предстоящий переход к климатической нейтральности. Причина заключается в том, что не предусмотрена и по факту отсутствует координация и взаимодействия как между отдельными системами жизнеобеспечения, так и в рамках отдельно взятых подотраслей энергетики и ЖКХ. Единая система энергоснабжения, формируемая на протяжении десятилетий на принципе опережающего развития ТЭК в условиях заниженной стоимости топлива, способствовала переходу на второй план вопросов оптимизации использования энергии потребителем.

Переход от вертикально интегрированной энергосистемы к послереформенным отношениям энергетических компаний и потребителей усугубил проблемы обеспечения качества энергоснабжения и привел к обострению противоречий, а в ряде случаев –

несовместимости целей потребителей, сбытовых организаций, сетей, генерирующих компаний [224]. И перед постановкой задачи перехода к климатической нейтральности необходимо достичь гармонизации взаимодействия этих участников неразрывного технологического процесса энергоснабжения экономики страны.

В России в результате постепенного размывания системного подхода сформировалась совокупность независимо функционирующих систем самостоятельных хозяйствующих объектов. Каждый из хозяйствующих объектов функционирует в состоянии, с его точки зрения, близком к экономически оптимальному. Например, об этом свидетельствуют работы А.Б. Богданова [55] и А.А. Салихова [279], в которых подробно изучены вопросы выхода потребителей из зон теплоснабжения ТЭЦ в результате перехода на автономные «высокоэффективные» котельные. «Данные о распределении финансирования в энергетике показывают, что приоритет отдается:

- в генерации: мероприятиям, улучшающим показатели работы действующих и строительству новых крупных источников,
- в сетях: развитию сетей высокого напряжения, а не наиболее проблемному, узкому месту – распределительным сетям, на которые приходится основная доля потерь электроэнергии.

В итоге остается нерешенным вопрос обеспечения качественным энергоснабжением, позволяющим гарантировать бесперебойную работу современного оборудования, особенно в российской глубинке» [229], не могут быть достигнуты задачи снижения выбросов парниковых газов.

Проведенный анализ влияния реализации проектов строительства новых электростанций на объем потребления электроэнергии показал, что в России загрузку энергетических мощностей определяет не способность энергосистемы производить электроэнергию и не структура мощностей, а способность потребителей обеспечить ее потребление. В качестве аргументации приведем примеры регионов, где прирост энергетических мощностей имеет максимальную относительную величину:

- ввод в эксплуатацию в 2007 г. Бурейской ГЭС с годовой выработкой 5 млрд кВт·ч привел к увеличению производства электроэнергии в регионе до 13,5 млрд кВт·ч, но изменил объем потребления электроэнергии 1990–2011 гг. Амурской области на 0,3 млрд кВт·ч, что составило 4% (с 7,1 млрд до 7,4 млрд кВт·ч), и несмотря на энергоизбыточность к 2020 г. электропотребление в области возросло только до 9,12 млрд кВт·ч;
- увеличение мощности Калининской АЭС не привело к возврату электропотребления Тверской области до значений 1990 г. (9,2 млрд кВт·ч), и совокупность региональных потребителей определили стабилизацию электропотребления в 2006–2011 гг. на уровне 7,2 млрд кВт·ч (снижение на 21% от уровня 1990 г.) с последующей коррекцией до 7,95 млрд кВт·ч к 2020 г.;
- аналогичное утверждение можно сделать и относительно Ростовской АЭС в Ростовской области: в 1990–2011 гг. произошло снижение электропотребления на 14%

(с 20,3 млрд до 17,3 млрд кВт·ч) несмотря на рост мощности в регионе. К 2020 г. потребление частично восстановилось и составило 18,52 млрд кВт·ч.

## ***2.2. Необходимость экзогенной корректировки развития энергетики***

В условиях отсутствия координации развития энергосистемы и потребителей результативность механизмов, направленных на повышение эффективности взаимодействия производителей и потребителей электроэнергии остается низкой, что показано в результате анализа таких механизмов как перевод на летнее время, тарификация стоимости электроэнергии в зависимости от времени суток и маргинальное ценообразование. Встречающиеся в современной литературе трактовки хозяйственного механизма можно свести к следующим:

- совокупность экономических структур, институтов, методов хозяйствования и форм взаимодействия хозяйствующих объектов, служащих увязке и согласованию общественных, групповых и частных интересов и обеспечивающих функционирование и развитие экономики;

- система объективно взаимосвязанных экономических рычагов, средств, стимулов, методов и инструментов управления экономикой, основанных на экономических законах;

- способ хозяйствования, имеющий специфические организационные, экономические, правовые, управленческие отношения;

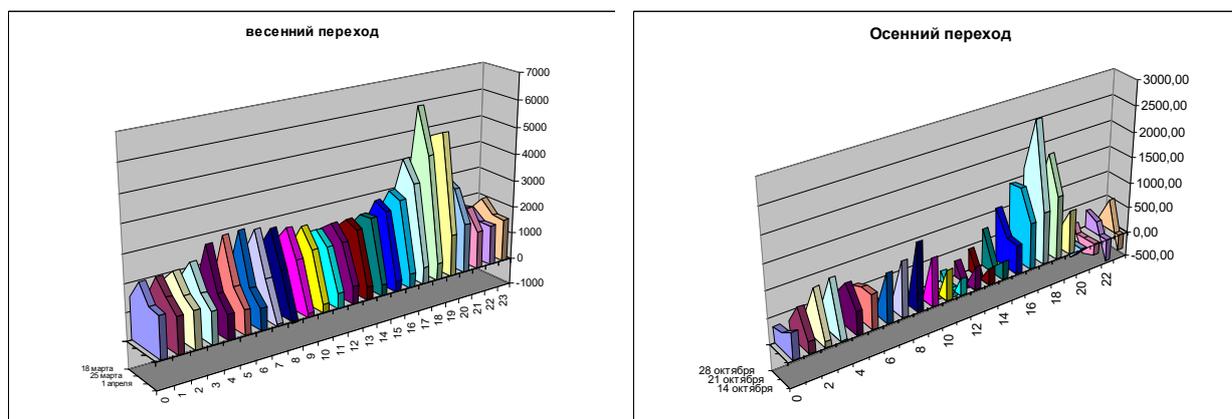
- организационно-экономическое «устройство», качественно или количественно преобразующее импульсы внешней и внутренней среды в результате деятельности на основе применения форм, методов и инструментов управления различного рода процессами [26, 198, 201, 246, 294, 277].

Далее механизм понимается как совокупность систем, форм и методов экономического взаимодействия, позволяющая посредством новых связей согласовывать интересы разных экономических объектов.

*1. Перевод на летнее время – пример неэффективного административно-командного механизма регулирования потребления электроэнергии.*

До 2011 г. два раза в год стрелки часов переводили на один час. В период обсуждения вопроса целесообразности отмены этого механизма было проведено исследование, подтверждающее его неэффективность [104]. Было рассмотрено изменение потребления электроэнергии в первой ценовой зоне в период перехода весна-лето и лето-осень и получен вывод о том, что в современных условиях перевод времени на летнее время не является действенным способом повышения эффективности энергоснабжения. По прошествии 12 лет после проведения этого исследования можно добавить следующее. Переход на один час как в весенний, так и осенний периоды сглаживает неравномерность роста утреннего максимума, перенося основную функцию регулирования на вечерний максимум на фоне сохраняющейся сезонной динамики потребления (рис. 2.1).

Разгрузка утреннего максимума была актуальной, когда в нагрузке энергосистемы основную долю составляла промышленность, определяющая утренний максимум. Однако в результате изменений, произошедших в характере потребления электроэнергии, происходит увеличение доли бытового потребления, максимум которого приходится на вечер. Значительную часть этого потребления составляют осветительные приборы. А моторная, термическая, гальваническая и прочие виды нагрузок не зависят от времени восхода или захода солнца. По мере перехода с промышленного на бытовое потребление, происходит перенос тяжести регулирования системы с утреннего на вечернее время суток, что приводит к менее равномерной загрузке генерирующих мощностей. Следствием этого является снижение коэффициента использования установленной мощности электростанций [104].



**Рис. 2.1.** Понедельное почасовое изменение потребления электроэнергии в рабочий день в первой ценовой зоне в весенний и осенний периоды

*Источник:* разработано автором на основе данных [383].

При принятии решения об изменении сложившейся практики летнего перевода часов (2010 г.) различие в весомости аргументов сторонников каждого из подходов различалось в пределах 10–20%. Соотношение сторонников и противников перехода было примерно одинаковым (порядка 95/100). В качестве верхней границы различия можно принять значение 80/100. Кратного отличия в оценках не существовало, что и было причиной многочисленных дискуссий, круглых столов и т.д., в том числе и в Государственной Думе Российской Федерации. Каждый из оппонентов приводил научно обоснованные аргументы в пользу своей точки зрения.

Однако за десятилетие 2010–2020 гг. в результате массового распространения вначале бытовых люминесцентных, а в последствие – бытовых и промышленных светодиодных (LED) источников света потребление электроэнергии для получения эквивалентной освещенности по сравнению с лампами накаливания снизилось. Светодиодные источники света оказались эффективнее промышленных люминесцентных ламп (которые были распространены на промышленных предприятиях) в 2,5–3 раза, а ламп накаливания – в 7–10 раз. Таким образом, весомость аргументов против ежегодного перевода стрелок на один час в первом приближении не претерпела изменения. В то же

время значимость аргументации в пользу перевода времени девальвировалась для тех потребителей, где были распространены люминесцентные лампы в 2,5–3 раза, а для потребителей, где происходит замещение ламп накаливания на светодиодные источники света, – в 7–10 раз. В итоге относительно равновесная ситуация 2010 г. сторонников и противников перехода на летнее время  $\sim 100/100$  трансформировалась в соотношение 40(33)/100 в промышленности, где ранее получили распространение люминесцентные лампы, и в 13 (10)/100 – в быту и сельском хозяйстве (где происходит переход от ламп накаливания к светодиодам) в пользу отсутствия необходимости сезонного перевода часов на один час.

На приведенном примере можно видеть, что параметры экономической целесообразности принятия того или иного решения могут претерпеть существенное изменение за временной интервал, многократно меньший по сравнению с периодом эксплуатации как такого сравнительно простого прибора, как лампа накаливания (лампочка на пожарной станции в Ливерморе (США, Калифорния) производства «Shelby Electric» светит практически непрерывно с 1901 г.), так и сложного электротехнического комплекса – электростанции. Не менее значительная трансформация соотношения стоимостных показателей происходит в области ВИЭ, систем аккумулирования энергии, технологий интеллектуальных сетей, интернета вещей.

Поэтому далее основное внимание направлено на разработке основных положений, направленных на повышение эффективности энергоснабжения. И оценка их влияния приведена не только в финансовых, зависящих от волатильности цен на этот или иной энергоноситель, но и в материальных показателях таких, как потери в электрических сетях, УРУТ на производство электроэнергии, установленная мощность энергосистемы, ЧЧИМ, подушное потребление электроэнергии.

*2. Зонная тарификация электроэнергии и ее результативность в части влияния на график потребления электроэнергии*

Неэффективность управления потреблением электроэнергии путем ежегодного перехода на летнее время, когда совокупность потребителей рассматривается как пассивный объект, которым можно управлять как целым, что, по сути, положено в основу перевода стрелок часов, предполагает поиск более гибких, дифференцировано воздействующих механизмов. Требованию более гибкого воздействия на потребление электроэнергии различных потребителей соответствует механизм дифференциации стоимости электроэнергии в различные периоды времени.

Постановлением Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 19.12.1997 № 127/3 были введены трехзонные тарифы, что по изначальному замыслу должно было в определенной степени стимулировать потребителей снижать потребление в часы максимальных нагрузок и увеличивать в менее загруженные часы суток. Одной из главных причин введения дифференцированных тарифов являлось стремление выравнять графики нагрузки в энергосистемах за счет уменьшения потребления электроэнергии в часы максимума. Тарифы, дифференцированные по зонам суток,

не являются льготными, но служат лишь инструментом выравнивания графиков нагрузок энергосистемы путем управления электропотреблением и переноса нагрузок с пиковых и полупиковых зон в ночную зону электропотребления, снижая при этом и размер платы за электроэнергию. Однако результативность этого механизма оказалась невысокой. Экономический анализ применения однозонных тарифов и тарифов, дифференцированных по двум и трем зонам суток, проведенный Департаментом тарифного регулирования и государственного заказа Томской области, показывает, что при сохранении населением неизменного режима потребления (иначе образа жизни) разница в оплате электроэнергии по одно-, двух- трехзонному тарифу не превышает 5%, а эффективность применения трехзонного тарифа по отношению к однозонному тарифу ниже, чем двухзонного.

Выделяются следующие проблемы регулирования потребления энергии на основе дифференциации ее стоимости по времени суток.

1. Слабая мотивация потребителя переводить расчеты за электроэнергию на многозонные тарифы, поскольку экономия составляет менее 5% средств оплаты электроэнергии. Практиковавшаяся на протяжении длительного периода бесплатная установка многозонных приборов учета рядом энергосбытовых компаний не изменила ситуации.

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

5% различие в суммах платежа потребителя в Томской области было достигнуто при достаточно высокой для России глубине регулирования стоимости электроэнергии по времени суток, составляющей в этом регионе для базового и пикового потребления электроэнергии 1,9 раза (2,02 и 1,06 руб./кВт·ч). В регионах, где отношение максимальной и минимальной цены на электроэнергию меньше, результативность влияния государства на развитие энергетики посредством многозонных тарифов еще менее значима. Например, для потребителей Пермского края установлены тарифы на электроэнергию, различающиеся по времени суток в 1,58 раза (2,50 и 1,58 руб./кВт·ч) [377], что значительно ниже, чем в Томской области [115].

Для того, чтобы цена электроэнергии отражала издержки ее производства и оказывала влияние на поведение потребителей требуется значительная большая глубина регулирования цен на электроэнергию. Например, в Австралии соотношение издержек

пиковой и базовой генерации превышает 400-х кратную величину. Отношение цен на электроэнергию в менее чем 70-часовой период прохождения годового максимума и среднегодовых (а не минимальных) цен на электроэнергию в штате Новый Южный Уэльс равнялось 18 (874 и 48 австралийских долл. за МВт·ч) и лишь частично отражало издержки энергоснабжения в период пиковых нагрузок. В [452] делается вывод о недостаточной дифференциации цен на электроэнергию в 18 раз, которая лишь частично покрывает 400-кратное различие в издержках генерации пиковых и базовых мощностей. Важным моментом является тот факт, что длительность временного интервала, для которого проводилось 18-кратное повышение цен на электроэнергию, не превышала несколько десятков часов в год.

В России период максимальных нагрузок в энергосистеме совпадает с прохождением холодной пятидневки. Для Московской области расчетная температура холодной пятидневки – 26 °С. В 2000–2020 гг. ни разу не было зафиксировано такой среднесуточной температуры на протяжении пяти дней. Максимальный непрерывный период, на протяжении которого сохранялась такая среднесуточная температура, за двадцать лет составил 72 часа в 2006 г. Соответственно, время острого пикового спроса на электроэнергию составило несколько десятков часов за рассматриваемые 20 лет. В столь кратковременные периоды повышение цен на электроэнергию в 30–50 раз будет компенсировано сокращением издержек в остальное время, так как не будет необходимости в содержании пиковых мощностей. В итоге среднегодовой уровень цен на электроэнергию снизится. Влияние на экономическое развитие снижения среднегодовых цен на электроэнергию будет кратно превышать ингибирование экономической активности в краткосрочные интервалы низких температур, аналогичных 2006, 1987, 1978 гг. Причем высокие цены электроэнергии следует устанавливать дифференцировано, стимулируя снижение ее потребления в тех ее 20–30% зонах действия понижающих подстанций, где загруженность сетевой инфраструктуры максимальна.

В настоящее время достигнутая в России результативность регулирования стоимости электроэнергии в течение суток приводит к тому, что вечерний срединный уровень внутрисуточных нагрузок (среднее арифметическое между вечерним пиком и ночным провалом) имеет место до 20 ч. [115]. Таким образом, значительную часть объема бытового потребления можно сместить на более позднее время в сторону ночного провала при соответствующем управлении потреблением и создания условий, при которых потребителю будет выгоднее потреблять электроэнергию после прохождения пиковых нагрузок.

### *3. Результаты маржинального ценообразования в энергетике*

Для минимизации издержек обеспечения спроса на электроэнергию, заданного совокупностью потребителей, выбрана маржинальная система ценообразования. На основе проведенных численных экспериментов с использованием развитой И.Д. Грачевым динамической вероятностной модели экономических систем [101, 338], можно сделать вывод, что при существующем разбросе эффективности действующей генерации

этот механизм ценообразования в энергетике гарантирует регресс экономической системы. Этот регресс выражается в росте капитализации субъектов энергетических компаний при деградации капитала других агентов: происходит практически полное подавление капитала агентов, не являющихся энергетическими компаниями.

Результаты численных экспериментов показывают, что введение маржинального ценообразования после некоторого подъема общего капитала системы в первые 10–15 лет ведет к его снижению вне зависимости ограничений объема доступных ресурсов. Дальнейшее развитие маржинального ценообразования в электроэнергетике с постоянно растущей стоимостью электроэнергии в условиях ограниченных ресурсов ведет к росту рентабельности предприятий электроэнергетики за счет других отраслей экономики и, как следствие, – перераспределению капитала, его вымыванию из неэнергетических отраслей экономики.

Таким образом, задача объектной компоненты тетрады – рост рентабельности какой-либо отрасли экономики, а тем более отдельного хозяйствующего объекта или группы таких объектов далеко не всегда соответствует задаче роста национальной экономики или другими словами «ссылка на рынок, который-де все сам разрулит, уместна для частных сделок, но наивна там, где речь идет о крупнейших проектах, включающих множество участников и заинтересованных сторон» [33].

В случае отсутствия корректировки действующей концепции развития электроэнергетики и правил взаимодействия электроэнергетики с другими отраслями экономики в рамках предложенной модели далее будет происходить рецессия в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте.

В рыночных условиях на уровне микроэкономики каждым самостоятельным объектом – хозяйствующим агентом – будет решаться задача максимизации прибыли, которая в краткосрочном периоде может и не быть столь явно выражена (например, целью может быть рост доли рынка, улучшение отношения контрагентов к компании и т.д.), но в долгосрочном периоде так или иначе нацелена на рост финансового потока. Поэтому требуется трансформация концептуальных основ, определяющих взаимоотношения в энергетике.

«Наличие в зарубежной практике частно-публичных доктрин регулирования социально важных секторов экономики является подтверждением того, что сфера энергоснабжения не может регулироваться только лишь в плоскости частного права, поскольку в ней объективно заложены публичные (общие) интересы, требующие специальных правовых механизмов регулирования (защиты). Например, Европейский Союз серьезно озабочен качеством регулирования инфраструктурных секторов, в которых была проведена либерализация. Страны ЕС не стали полагаться исключительно на рыночные силы и принимают адекватные меры, направленные на повышение эффективности государственного регулирования путем формирования новой универсальной концепции для стран ЕС – создания единого правового режима регулирования рынков электроэнергии и газа» [375]. Государственное регулирование широко применяется не

только в ЕС, но и в США. Примером является Кодекс публичного обслуживания штата Калифорния (California Public Utilities Code), который содержит несколько десятков тысяч статей, в том числе разделы, регулирующие взаимоотношения в энерго- и газоснабжении [398].

Другим подтверждением того факта, что ценообразование на энергетические ресурсы требует вмешательства государства, является рост смертности в Великобритании на 29% по сравнению с предыдущими годами, пик которой пришелся на январь 2013 г. Одной из главных его причин стало увеличение тарифов на электроэнергию. Дело в том, что в Великобритании центральное отопление не распространено, жители предпочитают обогревать дома с помощью электрообогревателей. С 2004 по 2013 г. счета за электроэнергию выросли на 70%. В результате такого резкого роста цен малоимущие граждане Британии были вынуждены экономить на электроэнергии. В связи с этим властям Великобритании предстоит провести корректировку решений в энергетике, чтобы успешно модернизировать энергетическую отрасль и не допустить дальнейшего предполагаемого в ближайшие шесть лет роста тарифов на 50%, который лишит значительную часть жителей страны средств на пропитание [389]. Поэтому регулирующий орган Великобритании по газовым и электрическим рынкам (Ofgem) предложил ограничить внутренние розничные счета за электроэнергию в размере 1136 ф. ст./год (1264 евро) для 11 миллионов клиентов в соответствии с новым правительственным актом о государственном газе и электроэнергии (тарифный лимит), который стал законом в 2018 г. [415]. Принятия этого закона было жизненно необходимым. Если избыточная зимняя смертность (*excess winter mortality*) от осложнений в результате переохлаждений в Великобритании в зимний период 2013–14 гг. составила 18 200 случаев, то в 2017–2018 гг. возросла до 50 100, а в 2019–2020 гг. снизилась до 28 300. Однако и в 2020 г. 3,4 млн домохозяйств все еще находились в топливной бедности, а 1,6 млн домохозяйств были вынуждены выбирать между обогревом своего дома и питанием [461].

Таким образом, в странах с развитой рыночной экономикой корректировка государством основ взаимодействия энергетике с экономикой является необходимым процессом обеспечения структурной устойчивости экономики. Без подобных экзогенных по отношению к энергетике корректировок не могут быть обеспечены доступные цены на электроэнергию, необходимые для поддержания устойчивого социально-экономического развития.

Из рассмотренных примеров следует вывод, что причиной низкой результативности применяемых механизмов, направленных на минимизацию издержек энергоснабжения в рамках действующей концепции развития электроэнергетики, является раздельное рассмотрение энергоснабжающих предприятий и внешних для них пассивных элементов – потребителей электроэнергии. В результате раздельного рассмотрения остаются не задействованными возможности потребителя снижать издержки энергоснабжения. Совокупность потребителей, являясь внешней для энергосистемы самостоятельно функционирующей системой, развивается в полном соответствии с принципом

Ле Шателье–Брауна: «смещение устойчивого равновесия системы под действием внешнего возмущения происходит таким образом, чтобы эффект внешнего воздействия ослаблялся» [57]. В результате доступными потребителям путями снижения оплаты за энергоснабжение в пределах возможностей, имеющихся у них в рамках ДК, являются энергосбережение и развитие собственной генерации.

### ***2.3. Обеспечение общесистемной эффективности или достижение наилучших показателей отдельных проектов***

Энергосбережение – это реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) ТЭР и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии [3]. Вопросу сбережения различных ресурсов (электрической и тепловой энергии, газа, воды и т.д.) уделяется большое внимание [43, 77, 88, 89, 145, 271], причем не только на уровне микроэкономики – отдельных потребителей, на муниципальном и региональном мезоуровнях, но и на федеральном уровне. 23.11.2009 был принят № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». На федеральном уровне регулируется процесс составления программ энергосбережения (Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования»), составлены десятки тысяч Энергетических паспортов предприятий и Программ энергосбережения и т.д. Однако, без системного подхода к организации производственной деятельности совокупности систем жизнеобеспечения невозможно достичь ожидаемого эффекта от мероприятий по энергосбережению. В некоторых случаях применение энергосберегающих мероприятий приводит к обратному результату – затраты на энергоснабжение не только не уменьшаются, но и возрастают [66]. Основной причиной является не согласованность тетрады, выражающаяся в различии стратегических интересов энергопроизводящих компаний – в максимальном увеличении объема продаж энергетических ресурсов и стратегических интересов потребителя – в их минимальном потреблении [66].

Одним из примеров, который рассмотрен в [115], является городская программа повышения эффективности функционирования некоторых районных тепловых станций (РТС) Москвы путем их надстройки газотурбинными установками (перевод в ГТУ-ТЭЦ). Действительно, перевод источника тепловой энергии в режим комбинированного производства тепла и электроэнергии является одним из наиболее эффективных мероприятий по энергосбережению. Однако при переходе к системному рассмотрению вопроса необходимо учитывать, что особенностью большинства РТС Москвы (за исключением некоторых районов, таких как Зеленоград, Северное Тушино, Новая Москва)

является работа на тепловую нагрузку, которая может быть покрыта тепловыми отборами ТЭЦ. Изначально такие РТС в системе теплоснабжения Москвы проектировались для заполнения графика теплового потребления в определенные периоды. В первую очередь – в пиковом режиме, когда тепловых отборов теплофикационных турбин недостаточно. А также, когда для оперативного регулирования из общесистемных соображений необходимо увеличить объем производства электроэнергии на конкретной ТЭЦ, что достигается ее переводом в менее экономичный конденсационный режим. Соответственно, в эти краткосрочные интервалы резервирование по теплу обеспечивали РТС.

Отметим, что подобное регулирование функционирования энергосистемы возможно если совокупность электрических и тепловых источников рассматривается как единая среда. При оптимизации результатов хозяйственной деятельности каждым объектом самостоятельно, такой потенциал обеспечения надежности энергоснабжения не может быть реализован.

Однако в результате проведенных дезинтеграций, приведших к фрагментации системы теплоснабжения, после того как РТС получили выделенные участки теплового потребления, снизилась тепловая нагрузка ТЭЦ Мосэнерго, что привело к увеличению производства электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме. В связи с этим перевод РТС в ГТУ-ТЭЦ в рамках самостоятельно функционирующего объекта (ОАО «МОЭК») был научно обоснованным энергоэффективным проектом, повышающим рентабельность производственной деятельности этого хозяйствующего объекта [183], а при переходе от объектной подсистемы на уровень функционирования тетрады, при рассмотрении энергоснабжения на системном уровне, более результативным являлся бы возврат тепловых потребителей РТС в зону покрытия частично загруженных тепловых отборов ТЭЦ. В этом случае использование тепловой мощности большинства РТС составляло бы не более 100–300 ч/год (для чего они изначально и предназначались), и вопрос перевода пиковых тепловых мощностей в ГТУ-ТЭЦ просто был бы экономически нецелесообразен.

Анализ эффективности завершенных мероприятий энергосбережения в большинстве случаев указывает на их результативность, как правило, при оценке в узковедомственном аспекте потребления одного типа ресурса [115]. Результатом оптимизации функционирования объектной подсистемы, является тот факт, что ведомство, которое является заказчиком мероприятия по энергосбережению, интересуется сокращением потребления тех ресурсов, которые входят в круг его полномочий. В итоге при учете совокупности потребляемых ресурсов на системном уровне эффективность реализованного мероприятия может оказаться значительно ниже, чем при соблюдении интересов всех участников единого технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» [115], а в ряде случаев может приводить к отрицательному системному эффекту.

Помимо энергосбережения потребитель имеет возможность снижать платежи за электроснабжение путем развития собственной генерации. При сегодняшней

ситуации стихийная, не контролируемая государством установка электрогенерации, дополнительно приводит к снижению структурной устойчивости электроэнергетики. Реакцией потребителя на рост стоимости энергоснабжения стала стихийная установка собственных, в большинстве случаев автономных генераторов электроэнергии. При этом государств имеет крайне ограниченные способы влияния на выбор характеристик стихийно ввозимого оборудования. Это лишает возможности управлять режимами работы импортных установок вне зависимости от желания эксплуатирующего персонала, системного оператора и т.д., но и к необходимости включать в тариф издержки на их последующее обслуживание. Следует учитывать, что стратегия поведения на рынке ряда компаний состоит в изначальной продаже оборудования по минимальной цене с последующим получением прибыли на протяжении жизненного цикла его эксплуатации за счет поставки комплектующих, осуществления технического обслуживания и т.д. Например, в отношении импортных ГТУ данная проблема рассмотрена в [296], где показано, что их обслуживание обходится очень дорого (капитальный ремонт через 50 тыс. ч. работы с вывозом установки на завод-изготовитель или специальный сервисный центр). Лицензионное производство проблемы не решает, поскольку: 1) как показывает опыт покупки лицензии на ГТЭ-160 у «Siemens», зарубежные компании продают устаревшие разработки и 2) наиболее важные и дорогостоящие элементы ГТУ (лопатки первых ступеней) производятся за рубежом. Станции с импортным оборудованием попадают в зависимость от зарубежных поставщиков и будут оплачивать сервис за любую цену (уже были случаи консервации ГТУ при получении счета на капитальный ремонт) [296]. Немаловажным вопросом является риск последующей технологической зависимости российской генерации от фирмы-поставщика.

В настоящее время предприятия реализуют проекты по строительству независимой генерации без выхода в энергосистему. Фактически это является переходом к натуральному хозяйству в электроэнергетике – отрасли экономики, где с момента ее зарождения существовала и активно использовалась синергия от преимуществ географического положения Российской Федерации в нескольких часовых поясах, естественного наличия и специального разнесения максимумов нагрузки разных групп потребителей по времени суток, взаимном резервировании генерации, сетевой инфраструктуры и т.д. [115]. Так, только за счет параллельной работы электростанций, расположенных в разных часовых поясах, в энергосистеме России на 8 ГВт снижается потребность в рабочей и резервной мощностях [328]. Основными доводами в пользу работы электростанции в рамках энергосистемы являются: уменьшение суммарного резерва мощности; улучшение использования мощности и энергии гидроэлектростанций одной или обеих систем; уменьшение суммарного максимума нагрузки объединяемых энергосистем; взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций и в частности гидроэлектростанций; взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузки; взаимопомощь систем в проведении ремонтов, что ведет к повышению надежности энергоснабжения и при условии корректно работающих экономических стимулов

снижает издержки [115]. При автономной работе на выделенную нагрузку эти преимущества становятся нереализуемыми.

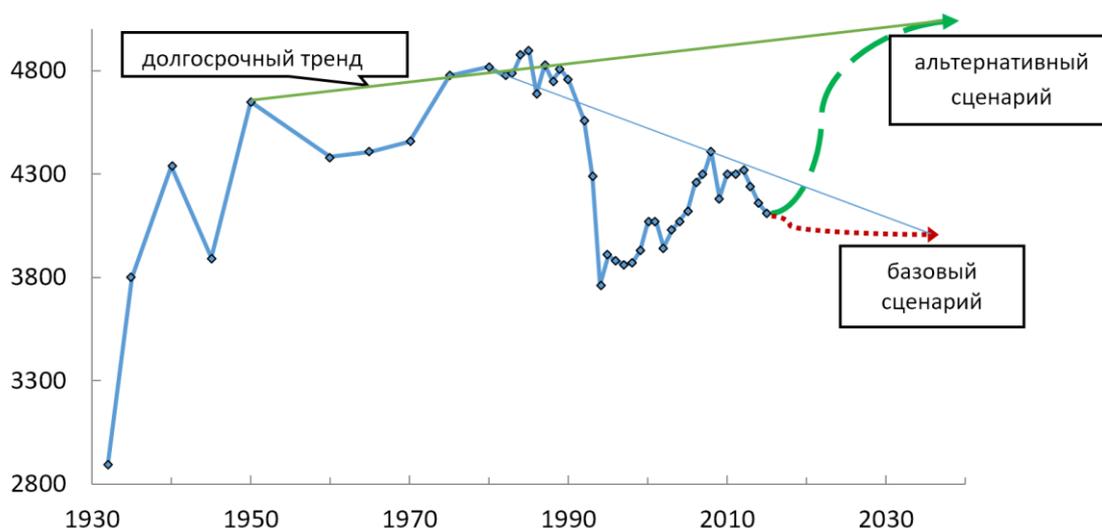
Поэтому следует обратить внимание на различие двух разных задач – обеспечения общесистемной эффективности и повышения эффективности использования средств, вложенных в новые источники электроэнергии. При одинаковых капитальных затратах на создание нового объекта генерации решение первой задачи (рост эффективности функционирования тетрады) обеспечивает получение общесистемного эффекта, выраженного в снижении издержек энергоснабжения. А это принципиально отличается от другой задачи – роста рентабельности отдельных хозяйствующих объектов и достижения наибольшей эффективности средств, вложенных в новые генерирующие мощности средств. В настоящее время развитие генерации у потребителя происходит путем решения второй задачи, в соответствии с которой обеспечивается максимальная загрузка новых источников. В результате чего сформировалась устойчивая тенденция выделения из электротехнических комплексов и систем потребителей тех электроприемников, которые имеют непрерывный базовый режим потребления, и дальнейшее их снабжение электроэнергией в автономном режиме. Результатом является уход из энергосистемы нагрузки, обеспечивающей непрерывный профиль спроса на электроэнергию, что ведет к росту неравномерности совокупной кривой спроса. Таким образом, в результате автономизации электро-снабжения нагрузки, имеющей непрерывный характер потребления, наблюдается рост доли переменной нагрузки в работе энергосистемы [238].

В случае массового появления генераторов, не объединенных в систему, формируется риск развала единой энергосистемы за счет автономизации энергоснабжения, так как потребители организуют собственное энергоснабжение своими силами, в том числе за счет собственной генерации. Таким образом, сегодняшние проблемы в организационно-экономических вопросах энергетической безопасности и устранение государства от решения проблем стратегии развития и планирования организационных структур и производственных процессов в энергетике приведут к снижению надежности энергоснабжения [115].

#### ***2.4. Эффективность функционирования энергосистемы и цены на электроэнергию***

Гипертрофированность объектной компоненты тетрады, выражающаяся в стремлении хозяйствующих объектов повышать свою рентабельность путем строительства автономных источников энергии, работающих на выделенную нагрузку с наиболее непрерывным профилем потребления, является одним из факторов, приводящим к дополнительному снижению эффективности работы централизованной энергосистемы и росту выброса парниковых газов. При этом число часов использования установленной мощности энергосистемы находится на низком уровне. Оценка резервов его повышения проведена далее. Эффективность использования электростанций в СССР с развитием

научно-технического прогресса повышалась [153], ЧЧИМ возрастал до 4966 ч в 1986 г., как это показано на рис. 2.2 и в табл. 2.1.



**Рис. 2.2.** ЧЧИМ электростанций России (ч/год). (до 1991 г. СССР) и сценарии развития электроэнергетики

*Источник:* разработано автором на основе данных [216, 372, 399].

График в интервале до 1990 г. построен на основе данных статистики СССР для всех электростанций [216], а после 1991 г. – на основе [372, 399]. ЧЧИМ рассчитан как отношение годового производства электроэнергии в стране к общей установленной мощности всех электрогенерирующих мощностей. Данная оговорка имеет существенное значение для дальнейших выводов, так как при рассмотрении, например, «числа часов использования среднегодовой установленной мощности станций общего пользования СССР» этот параметр в 1986 г. составил 5280 ч [216], т.е. эти значения значительно выше, приведенных в табл. 2.1. На графике можно выделить долгосрочный тренд изменения ЧЧИМ, сформировавшийся в 1930–1990-е гг. Но падение промышленного производства в 1990-е гг. привело к снижению потребления электроэнергии. Сегодня в результате реализации проектов по увеличению количественных показателей генерирующих компаний отсутствует положительная динамика ЧЧИМ, и этот сценарий развития в дальнейшем изложении будем называть базовым. В отличие от него, альтернативный сценарий предполагает возвращение к долгосрочному тренду развития отрасли.

**Таблица 2.1**

Динамика ЧЧИМ энергосистемы России 1940–2015 гг.

Год	1940	1950	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015
ЧЧИМ*	4312	4650	4846	4760	4107	4229	4282	4395	4174	4294	4106
Индекс ЧЧИМ	1,00	1,08	1,04	0,98	0,86	1,03	1,01	1,03	0,95	1,03	0,96

\*До 1991 г. – ЧЧИМ СССР, после – Российской Федерации.

*Источник:* разработано автором на основе данных [216, 372, 399].

При столь высокой загрузке энергосистемы был обеспечен необходимый уровень резервирования с учетом аварийного, частотного, эксплуатационного и прочих типов резервов, предусмотренных для обеспечения надежности энергоснабжения в СССР, включая «бронированных» потребителей электроэнергии [182]. Доля «бронированных» потребителей в Российской Федерации в результате снижения производства на предприятиях военно-промышленного комплекса по сравнению с 1980-ми гг. значительно уменьшилась. Поэтому отсутствуют предпосылки для обоснования увеличения доли резервных мощностей по сравнению с СССР [224].

**Таблица 2.2**

КИУМ ЕЭС России, производство электроэнергии и мощность  
в первом квартале (2012–2020 гг.)

Год	Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	Мощность ЕЭС, МВт	КИУМ ЕЭС, %
2020	289,187	247 057	53,6
2019	294,941	245 809	55,5
2018	292,766	242 774	55,8
2017	287,101	237 455	56,0
2016	284,658	235 312	55,4
2015	281,361	232 795	56,0
2014	280,433	227 547	57,1
2013	286,100	223 330	59,3
2012	291,800	219 614	60,8

Источник: разработано автором на основе данных [366].

С распадом СССР в 1991 г. и сокращением промышленного производства в Российской Федерации произошло снижение ЧЧИМ до 3737 ч в 1994 г. Восстановление промышленного производства сопровождалось ростом потребления электроэнергии. Но ЧЧИМ Российской Федерации превысил довоенный уровень СССР только в 2008 г. (4282 ч – 2007 г., 4395 ч – 2008 г.). Следует отметить, что ЧЧИМ в РСФСР был одним из самых высоких среди союзных Республик, загрузка энергетических мощностей в РСФСР превосходила аналогичный показатель республик Средней Азии, Кавказа и Прибалтики. Фактически ЧЧИМ РСФСР был выше, чем в среднем по СССР [224].

После 2010 г. ЧЧИМ снижался и не превышал 4300 ч/год. Даже в самый холодный – первый квартал года, когда потребление электроэнергии максимально (табл. 2.2) ЧЧИМ в 2020 г. не превышает 4700 ч/год. Для сравнения в табл. 2.3 рассчитано среднегодовое ЧЧИМ каждой территориальной энергосистемы СССР за 1979 г. на основе данных [212].

Таким образом, до 1990 г. был сформирован долгосрочный тренд развития, который, по сути, задавал общемировой вектор повышения эффективности использования энергетических мощностей. После перехода к рыночным отношениям положительная динамика ЧЧИМ отсутствует. После 2010 г. этот показатель находится ниже довоенного уровня РСФСР, и этот сценарий стал базовым для действующей концепции развития электроэнергетики.

Таблица 2.3

Показатели объединенных энергетических систем СССР за 1979 г.

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

Источник: разработано автором на основе данных [212].

В табл. 2.4, составленной по данным [200], приведены мощности объединенных энергосистем и производство электроэнергии на предкризисный 2008 г. и проведено сравнение с данными ЧЧИМ 1979 г. (табл. 2.3). ЧЧИМ снизилось во всех региональных энергосистемах. Если не рассматривать энергосистему Юга, которая значительно трансформировалась в результате отделения Украины, максимальное снижение эффективности использования действующего оборудования произошло на Дальнем Востоке. Поэтому именно для этой части российской территории наиболее актуальны вопросы повышения эффективности использования уже действующих мощностей, а не строительства новых электростанций. Приведенные факты требуют внесения корректировок в первую очередь в стратегию развития энергетики ДВФО, где загрузка энергетических мощностей без учета спада потребления электроэнергии, вызванного экономическим кризисом 2008 г., не превышает 3190 ч/год [224].

Таблица 2.4

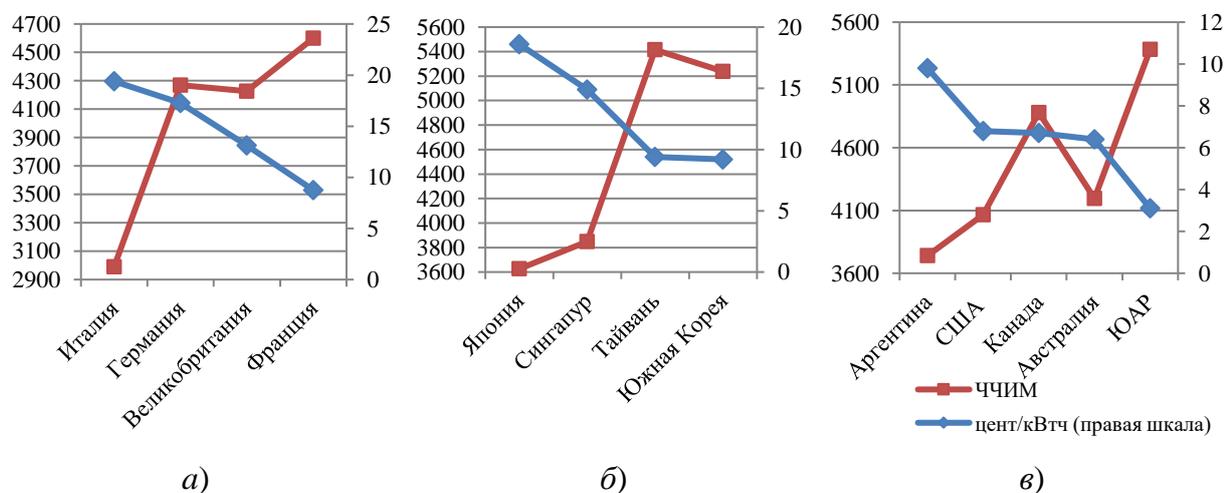
Основные показатели объединенных энергетических систем Российской Федерации 2008 г. и их сравнение с 1979 г.

Энергетические системы на 01.01.2009	Установленная мощность электростанций, млн кВт	Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	ЧЧИМ 2008 г., ч/год	Изменение ЧЧИМ 1979–2008гг., ч/год
Центра	49,217	224,7	4565	–647
Средней Волги	26,436	109,9	4157	–796
Урала	42,703	233	5456	–494
Северо-Запада	21,012	97,6	4645	–251
Юга	16,329	69,2	4238	–1286
Сибири	46,956	193,4	4119	–615
Востока	9,19	29,3	3188	–993

Источник: разработано автором на основе данных [212; 200].

Как показано в [329], для повышения эффективности энергетических установок, производящих электроэнергию, важным является повышение ЧЧИМ. Стоимость электроэнергии в значительной степени определяется отчислениями от капитальных затрат на создание (строительство) электростанций. Это означает, что чрезвычайно важно обеспечивать как можно более длительное время работы электрогенерирующих установок в номинальном режиме при наименьшем удельном расходе топлива на выработку электроэнергии. Работа на сниженных мощностях, как и вынужденные пуски-остановки энергоблоков, наряду с ухудшением показателей надежности, приводит к перерасходу топлива и росту эмиссии парниковых газов. В среднем на ТЭС перерасход топлива составляет 15–17% при 30%-й нагрузке и 4–7% при 50%-й нагрузке [96]. Для АЭС фактор повышения эффективности использования установленной мощности оказался еще более существенным вследствие более высоких затрат энергии на собственные нужды и остаточного тепловыделения топлива, требующего охлаждения реактора, даже при остановленном энергоблоке [185]. Снижение КИУМ АЭС на 15% повышает стоимость электроэнергии на 24% [408].

Эффективность использования установленной мощности энергосистемы является значимым мезоэкономическим показателем, влияющим на цену электроэнергии, для всех стран. Завышенные инвестиционные затраты на строительство новых мощностей негативно влияют на стоимость электроэнергии как в результате увеличения инвестиционной составляющей в тарифе, так и увеличения издержек в результате снижения ЧЧИМ всей энергосистемы. Например, бум строительства генерирующих мощностей в Онтарио (штат Канады) к концу 1980-х гг. обернулся тяжелым грузом долгов, давящим на отрасль по сей день. К началу реформы отрасли 1998 г. долговой навес в 24 млрд долл. компании «Ontario Hydro» правительство разделило между выделенными компаниями: «Hydro One» (90% сетей) – 4,8 млрд и «OPG Ink.» (80% генерации) – 4,3 млрд долл., остальные 14,9 млрд долл. были возложены на потребителей, которые с июля 2002 г. погашают долг, платя специальный налог по 0,7 цента с кВт·ч [373].



**Рис. 2.3.** Взаимосвязь ЧЧИМ с ценами на электроэнергию для промышленных предприятий (центы США, 2008 г)

*Источник:* разработано автором на основе данных (а) – [106], (б) и (в) – [437].

Далее проведен совместный анализ ЧЧИМ и стоимости электроэнергии для промышленных предприятий ведущих экономик трех групп стран: лидеров европейской экономики, на которые приходится более 70% ВВП Евросоюза (рис. 2.3, а); азиатских стран, дефицитных по природным ресурсам (рис. 2.3, б) и стран с высоким уровнем обеспеченности энергоресурсами (рис. 2.3, в). Во всех трех группах стран прослеживается взаимосвязь ЧЧИМ и цен на электроэнергию для промышленных предприятий, причем зависимость цен электроэнергии от ЧЧИМ большая в странах с хорошей обеспеченностью топливными ресурсами. Эффективность использования энергетических мощностей определяет:

- более чем двукратное отношение цен на электроэнергию для крупных стран Европы при отношении ЧЧИМ в 1,51 раза (рис. 2.3, а): 19,4 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 2991 ч/год – в Италии и 8,75 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 4599 ч/год – во Франции (эластичность цены электроэнергии для промышленных предприятий по ЧЧИМ – 1,46. Снижение ЧЧИМ на 1% соответствует росту цены на электроэнергию на 1,46%);

- более чем двукратное отношение цен на электроэнергию в значительной степени зависимых от импорта топливных ресурсов азиатских странах при отношении ЧЧИМ в 1,44 раза (рис. 2.3, б): 18,6 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 3626 ч/год – в Японии и 9,2 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 5237 ч/год – в Южной Корее (эластичность цены электроэнергии для промышленных предприятий по ЧЧИМ – 1,40);

- более чем трехкратную разницу в стоимости электроэнергии в странах с хорошей обеспеченностью топливом при отношении ЧЧИМ в 1,44 раза (рис. 2.3, в): 9,8 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 3739 ч/год – в Аргентине и 3,1 цента/кВт·ч при ЧЧИМ 5383 ч/год – в ЮАР (эластичность цены электроэнергии для промышленных предприятий по ЧЧИМ – 2,2).

Развитие энергетики до массового распространения ВИЭ на долгосрочном периоде во всех странах сопровождалось ростом ЧЧИМ, что приводило не только к сокращению постоянных издержек при выработке электроэнергии, но и к уменьшению удельного расхода топлива за счет работы оборудования в оптимальных режимах [224]. В итоге для трех групп развитых стран высокое ЧЧИМ определяло относительно низкую цену электроэнергии (Франция, Южная Корея, Тайвань, ЮАР, Канада), а низкое ЧЧИМ – высокую (Италия, Япония, Аргентина). Отсутствие монотонности на рис. 2.3, в вследствие относительно высокой стоимости электроэнергии в Канаде может быть объяснено не столько интегрированностью экономик США и Канады и соответственно равенством цен на электроэнергию в этих странах, сколько приведенными выше фактами завышенных инвестиций на строительство новых энергетических мощностей в Канаде.

Так как европейскую часть России с некоторыми оговорками можно сравнить со странами Европы, а Урал, Сибирь и Дальний Восток – со странами, имеющими высокую обеспеченность топливными ресурсами, то правомерно выдвинуть предположение, что в рыночных условиях итоговое влияние на стоимость электроэнергии в

результате изменения ЧЧИМ будет сопоставимо для европейской части с зависимостью, характерной для стран с низкой обеспеченностью топливными ресурсами, а для регионов, расположенных восточнее Урала, – со странами с высокой обеспеченностью. При этом относительная результативность повышения эффективности использования установленных мощностей (эластичность цены электроэнергии по ЧЧИМ) в условиях хорошей обеспеченности топливными ресурсами выше, чем при дефиците топлива, что в той или иной степени характерно как для азиатских, так и европейских стран. Действительно, при высокой стоимости привозного топлива (в цене которого значительную долю имеет логистическая составляющая) в структуре цены электроэнергии топливная составляющая будет выше. Соответственно, при относительно низкой цене топлива на территориях с его хорошей обеспеченностью топливная составляющая незначительна. В итоге основные издержки определяются эффективностью организации производства генерирующих объектов. Поэтому в условиях хорошей топливообеспеченности эффективность использования установленной мощности значительно больше влияет на цену конечной продукции – электроэнергию, что особенно актуально для восточных регионов Российской Федерации.

В работе [126] проведена оценка годового эффекта повышения эффективности использования мощностей путем выравнивания графика нагрузки в Беларуси (годовой объем выработки на момент проведения исследования преимущественно на основе тепловых электростанций составлял 30 млрд кВт·ч, что не превышает 3% объема генерации в России). Снижение издержек оценено в 71 млн долл. США, 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 остановками не только нового, но и ранее эксплуатируемого оборудования [238]. Поддержание в рабочем состоянии большего числа энергоблоков, а также их функционирование в переменных режимах в свою очередь негативно влияет на ресурс и аварийность, ведет к росту объема ремонтных работ, увеличению доли постоянных затрат на обслуживание электростанций [262, 263]. Эти сопоставимые с инвестиционной составляющей затраты являются прямыми потерями. Налицо мультипликативный эффект снижения эффективности энергетики, когда на каждый рубль, вложенный в опережающий потребление рост энергетических мощностей, требуется оплатить примерно такой же объем дополнительных потерь, не поддающихся прямой монетизации и обусловленных технологическими особенностями отрасли. Величина этих издержек не может быть определена в полной мере, и, как утверждают авторы [126], не исключено наличие еще не уточненных составляющих, негативное влияние которых не может быть в полной мере оценено [238].

Таким образом, повышение ЧЧИМ является существенным внутренним резервом роста эффективности энергоснабжения и снижения негативного антропогенного влияния на окружающую среду, который определяется принятой концепцией развития

энергетики в части строительства новых мощностей и управления спросом на электроэнергию в отличие от экзогенных, внешних для любой страны параметров (например, обеспеченности топливом, волатильности мировых цен на энергоносители и т.д.). В случае повышения эффективности использования действующих мощностей возникает возможность обеспечить устойчивое энергоснабжение при меньшей мощности энергосистемы и с меньшими выбросами парниковых газов. А мониторинг динамики ЧЧИМ является инструментом контроллинга эффективности функционирования энергосистемы как единого целого [254, 307].

Поэтому для повышения эффективности использования мощностей, снижения УРУТ на производство электроэнергии и, как следствие, выброса парниковых газов требуется перейти от наращивания количественных показателей энергетических компаний к гармонизации тетрады, усилить ее средовую и процессную подсистемы путем координации всех участников технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». Такая постановка вопроса полностью соответствует задаче повышения эффективности работы существующих тепловых и атомных электростанций, а в перспективе – интеграции ВИЭ с минимальными издержками.

Концепция устойчивого развития скорректировала вектор научно-технического развития в направлении сокращения негативного влияния на окружающую среду и перехода к ресурсосберегающему типу развития вместо наращивания потребления природных ресурсов. Применительно к энергетике задача снижения потребления ископаемых ресурсов и сокращения выброса парниковых газов определила концентрацию усилий на возобновляемых источниках энергии [238], что можно видеть, например, на основе анализа числа подаваемых патентных заявок. В результате число зарегистрированных патентов, связанных с ВИЭ значительно превышает аналогичные показатели в области традиционной энергетики [107, 434]. И, несмотря на появление проблем нового качества, вызванных развитием ВИЭ, а именно – дефицитом редкоземельных металлов [245], происходит неуклонное снижение стоимости производимой ВИЭ электроэнергии [298, 420].

Особенностью роста ВИЭ является влияние на развитие всех звеньев технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». Режимы работы ветровой и солнечной энергетики отличаются от тепловых электростанций и задаются погодными факторами, а не потребностями в электроэнергии. Генерация нерегулируемых, зависящих от погодных условий ВИЭ определила качественные изменения в процессе согласования производства и потребления электроэнергии, в корне отличающиеся от традиционных, нарабатываемых на протяжении всего периода становления энергетики алгоритмов. Их суть заключается в том, что, вместо изменения графика производства электроэнергии под заданную потребителем нагрузку, возникла необходимость настраивать график потребления под извне заданный профиль генерации ВИЭ, зависящий от силы ветра, переменной облачности и т.д. Если ранее нагрузка потребителя определяла профиль генерации, то интеграция в энергосистему нерегулируемых

ВИЭ актуализировало совершенно иную задачу: обеспечить надежное энергообеспечение в условиях выполнения стохастически изменяющейся во времени производственной программы, задаваемой ветровыми и/или солнечными генераторами.

Поэтому рост ВИЭ обусловил не только изменение функционирования производственных систем энергетики в области генерации электроэнергии, но и трансформацию всех звеньев технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». В результате вектор развития потребителей электроэнергии стал все больше фокусироваться на участии в диспетчеризации функционирования энергосистемы путем согласования графика нагрузки с изменяющимся во времени потоком мощности ВИЭ [238]. Это проявилось в опережающем развитии систем аккумулирования; развитии технологий интеллектуальных сетей и управления спросом; преимущественном развитии генераторов электроэнергии, интегрированных в структуру электротехнических комплексов и систем потребителей электроэнергии; изменении принципов построения систем защиты и автоматики и т.д. [340, 394, 409, 412, 422, 431, 454]. Задачу согласования и управления этими процессами при производстве и потреблении энергетических ресурсов выполняет комплекс технологий, объединенных под названием интеллектуальные сети [400, 405]. При этом издержки интеграции ВИЭ в энергосистему составляют десятки процентов от стоимости недиспетчируемой ими энергии [413].

Развитие ВИЭ в первую очередь происходило в развитых странах, обладающих не только высоким уровнем технологического развития, но и экономическим потенциалом, позволяющим поддерживать затратный процесс массового внедрениякратно более дорогих генераторов электроэнергии [45]. В [238] показано, что требующий наибольшего объема дотационного финансирования первоначальный этап стартапа развития как ветровой, так и в особенности более капиталоемкой солнечной энергетики, был оплачен европейскими потребителями электроэнергии. Например, по такому показателю, как мощность солнечной энергетики на 1000 жителей в 2012 г., Германия превосходила США более чем в 20 раз (301,47 и 13,97 кВт). Если в 2003 г. EEG-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, а в 2017 г. превысил 7 центов за кВт·ч. Сдержанное отношение к развитию ВИЭ в США по сравнению с европейскими странами на протяжении времени, в течение которого произошло кратное снижение стоимости генерации возобновляемых источников до сопоставимых, а то и более низких относительно традиционной энергетики значений, имело и имеет существенное значение для обеспечения конкурентоспособности американской экономики, где в отличие от цен на электроэнергию в Европе стоимость кВт·ч для промышленных потребителей в приведенных ценах поддерживается неизменной на уровне 6–8 центов с 1960-х гг. Однако из запаздывающего по отношению к европейским странам начала развития ВИЭ в США вовсе не следует перспектива их отставания в последующий период. Аналогичная ситуация характерна и для

китайской экономики, где в последнее десятилетие происходит значимый прирост мощности ВИЭ: сохранение цен на электроэнергию для промышленных потребителей и прагматичный подход к развитию ВИЭ до достижения конкурентоспособной по сравнению с традиционной энергетикой стоимости производимой ими электроэнергии.

Вывод относительно подходов к развитию ВИЭ, столь необходимой для обеспечения стратегической энергетической безопасности и устойчивости экономики Российской Федерации: защита промышленного производства от негативного влияния на экономическое развитие в результате роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока несубсидируемая стоимость производства электроэнергии ВИЭ не достигнет сетевого паритета в данном географическом регионе, не является препятствием ни для выхода на лидирующие позиции, ни для постановки и достижения амбициозных целей в развитии ВИЭ и перехода к климатической нейтральности. А попытка догнать технологическое направление – где реализованные проекты на основе технических решений всего пятилетней давности становятся устаревшими, а издержки производства электроэнергии на их основе превышают аналогичные показатели текущих решений на десятки процентов, является тупиковым вариантом развития.

Необходимость проведения энергетической политики, направленной на сдерживание роста стоимости электроэнергии, для России намного более актуальна по сравнению с другими странами по следующим причинам. В 2018 г. доля России в мировом ВВП составила 1,9%, в потреблении электроэнергии превысило 4,3%. Соотнесение этих значений показывает высокую электроемкость отечественной экономики. Еще большее отличие характерно для показателей энергоемкости. В отличие от других стран, потребление ТЭР в России на цели теплоснабжения выше по сравнению с их расходом на производство электроэнергии. Отсюда следует, что уровень влияния стоимости энергообеспечения на экономическое развитие имеет значительно большее значение по сравнению с другими странами, а проблемы тепло- и электроснабжения должны рассматриваться комплексно [238].

Следует выделить два направления развития энергетики: продолжение совершенствования технологий в области производства электроэнергии в соответствии с действующей концепцией развития электроэнергетики и возвращение к подходу, характерному для отечественной энергетической школы, – достижению общесистемной эффективности путем развития всех звеньев единого технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». После реформы электроэнергетики основное внимание уделялось области генерации и развитию сетей преимущественно высокого напряжения, однако в настоящее время следует сконцентрировать усилия на совершенствовании технологических процессов в области потребления. Следует перейти от удовлетворения спроса на электроэнергию к его формированию путем изменения графика нагрузки за счет корректировки технологических процессов у потребителя и развития собственной генерации у потребителя с использованием его технологических возможностей обеспечивать выработку электроэнергии [238].

Таким образом, в отличие от продолжения наращивания количественных показателей энергетических компаний и продолжения координации сектором потребления сформировавшимися механизмами, требуется альтернативное концептуальное решение. Оно заключается в дополнении действующих механизмов новыми организационно-техническими механизмами [346]. Путем повышения структурной устойчивости энергосистемы является взаимоувязка двух типов механизмов для достижения вертикальных ингрессий в едином технологическом процессе «производство – потребление энергетических ресурсов». В результате будет происходить гармонизация тетрады. Дальнейшее усиление ее объектной компоненты, когда потребители улучшают свои экономические показатели, снижая платежи за энергоснабжение (перевод постоянной нагрузки на автономное энергоснабжение, автономизация теплоснабжения, экономия потребления определенной группы ресурсов в результате энергосбережения и т.д.), сменится на усиленное развитие средовой и процессной компонент. Основой усиления средовой компоненты является формирование новых связей потребителей и производителей электроэнергии. Системный подход к развитию производственных систем энергетики является путем достижения необходимых результатов, включая и решение острой инвестиционной проблемы [270, 285].

Трансформация концепции развития энергетики в направлении совершенствования технологических процессов у потребителя в краткосрочной перспективе полностью соответствует задаче снижения стоимости энергоснабжения за счет повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей, а в будущем, по мере снижения стоимости генерации ВИЭ, переходу к их интеграции в энергосистему с минимальными издержками и преследующему переходу к климатической нейтральности энергетики. Без хотя бы частичной реализации такого перехода и продолжения движения в рамках действующей концепции электроэнергетики возникнет необходимость в реализации альтернативных решений по согласованию графика спроса и генерации электроэнергии. Помимо перевода энергоблоков, предназначенных к несению базовой нагрузки, в режим покрытия пикового спроса наиболее вероятным и соответствующим мировой практике сценарием будет строительство гидроаккумулирующих станций [238]. Любые системы накопления имеют КПД меньше единицы, а наиболее доступные решения на основе ГАЭС – 60% [261]. В итоге фактический расход топлива на электроэнергию, прошедшую диспетчеризацию с участием систем аккумулирования, вырастает до 66%, что ведет к дополнительным выбросам парниковых газов. Одновременно следует учитывать, что подтвержденный удельный расход топлива на производство электроэнергии при утилизации попутного тепла на когенерационных установках составляет 160 г у.т./кВт·ч [279, 309], что существенно ниже сегодняшнего среднего значения в 310 г у.т./кВт·ч. А это значит, что диспетчеризация электроэнергии ВИЭ на основе систем аккумулирования электроэнергии приводит к существенному снижению эффекта сокращения потребления топлива в результате перехода на ВИЭ по сравнению с решением той же задачи за счет использования маневренной распределенной

когенерации с утилизацией попутного тепла, работающей по электрическому, а не тепловому графику.

Таким образом, реализация проектов по строительству капиталоемких (особенно в равнинных условиях Российской Федерации) гидроаккумулирующих электростанций приведет не только к дополнительному росту стоимости электроэнергии, но и в итоге к существенному нивелированию эффекта снижения выброса парниковых газов за счет сокращения потребления топлива, который будет получен в результате работы ВИЭ [238].

## ***Выводы к главе 2***

1. Причиной постоянно растущих издержек энергоснабжения является ряд прошедших в процессе реформы электроэнергетики дезинтессий, что привело к гипертрофированному росту объектной компоненты тетрады. Согласно действующей в электроэнергетике концепции, электроэнергетика рассматривается как совокупность энергообеспечивающих предприятий, целью функционирования которых является удовлетворение спроса на электроэнергию предприятий и населения. При этом задачей планирования развития электроэнергетики является обеспечение этой потребности (как экзогенно заданной программы) с минимальными издержками.

2. В условиях независимого развития энергосистемы и внешних для нее потребителей применяемые в настоящее время механизмы, направленные на снижение стоимости энергоснабжения, малоэффективны. Так, в 2011 г. был отменен ежегодный перевод летнего времени на один час. Результаты регулирования графика потребления электроэнергии с учетом многозонных тарифов показали слабую мотивацию потребителей: снижение платежей составляет порядка 5%. Маржинальная система ценообразования при существующем разбросе эффективности действующей генерации способствует не снижению издержек генерирующих компаний, а регрессу экономической системы, что выражается в росте капитализации электрогенерации за счет других агентов: происходит практически полное подавление капитала компаний – потребителей электроэнергии. В итоге средняя рентабельность электроэнергетических компаний превосходит рентабельность других отраслей промышленности.

3. Сформировалась устойчивая тенденция выделения в составе электротехнических комплексов и систем потребителей части электроустановок, имеющих непрерывный базовый режим потребления, с дальнейшим их электроснабжением в автономном режиме от собственных источников. Результатом этого процесса является потеря нагрузки энергосистемой, обеспечивающей непрерывный профиль спроса на электроэнергию, что ведет к дальнейшему росту неравномерности совокупной кривой спроса [238]. Рост переменной составляющей суммарного спроса на электроэнергию приводит к увеличению спроса на дорогую пиковую генерацию, при производстве которой происходит значительный перерасход топлива.

4. Рост спроса на пиковые источники как показатель снижения структурной устойчивости, обуславливая ввод новых энергетических мощностей, приводит к снижению числа часов использования установленной мощности в энергосистеме. Высокая цена на электроэнергию и низкая эффективность загрузки энергетических мощностей взаимосвязаны. В странах с низким ЧЧИМ цены на электроэнергию выше. Эластичность цены электроэнергии для промышленных предприятий по ЧЧИМ для стран с низкой обеспеченностью топливом равна 1,4; для стран с хорошей обеспеченностью топливом – 2,2. В СССР в 1950–1990-е гг. была сформирована долгосрочная тенденция повышения ЧЧИМ. После распада СССР и резкого спада производства этот показатель в России снизился, в настоящее время дальнейшее его снижение обусловлено ростом показателей количественной устойчивости энергосистемы.

Таким образом, разбалансированность тетрады, выражающаяся во фрагментарности, которая характерна в действующей практике работы сетевой инфраструктуры, генерирующих мощностей, потребителей энергии, систем жизнеобеспечения, приводит к существенным системным потерям в том числе и росту выбросов парниковых газов. И наоборот, гармонизация компонент тетрады за счет ликвидации различных типов фрагментации (вертикальной – в звене «производитель – потребитель»; горизонтальной – между производством различных видов энергетических ресурсов для отраслевых комплексов) является путем получения синергического эффекта повышения эффективности энергоснабжения и уменьшения негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

## ГЛАВА 3.

### ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ КОРРЕКТИРОВКИ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

#### *3.1. Возрастание значимости надежности энергоснабжения для устойчивого экономического развития*

Цифровизация экономики и развитие компьютерных технологий предполагает обеспечение надежного и не сдерживающего роста экономики электроснабжения. Всеобщая электрификация выступает основой всеобщей автоматизации, или компьютеризации производительных сил. Действует принцип последовательности: компьютеризируется или автоматизируется только то, что электрифицировано. Вначале общество добивается электрификации, и лишь затем оно получает возможность автоматизировать свои производительные силы. Ключевая роль переходит к разработкам в области компьютерных технологий. Обратный ход исторического процесса невозможен: нельзя компьютеризировать или автоматизировать то, что не электрифицировано [124].

По мере насыщения производства и быта электронными приборами у потребителя возрастают требования в обеспечении качества электроэнергии [312]. Современные устройства управления технологическими процессами потребителей особо чувствительны к провалам напряжения. Отличаются требования к качеству и надежности энергоснабжения, необходимых для перехода на бытовое освещение, и у современных технологических процессов, без которых невозможен переход к построению цифровой экономики. Это связано с более высоким уровнем компьютеризации, являющейся источником повышения производительности в экономике XXI в., с необходимостью последовательного замещения станочного парка на новые модели, неотъемлемой частью которых является электронное управление [224]. Чем более высокого уровня автоматизации достигает производство, тем более уязвимым оно становится к перебоям в энергоснабжении. Так, по данным обследования, проведенного в 2018 г. Промышленным центром энергоснабжения (Санкт-Петербург) Сенежского ЦБК, перерыв в электроснабжении предприятия на 2 сек. приводит к сбою технологического процесса производства бумаги, для восстановления которого требуется 10–20 ч. По данным исследования Национальной лаборатории им. Л. Беркли, ежегодные экономические потери от перерывов электроснабжения в США достигают до 80 млрд долл. Существенную величину составляют социальные потери, связанные с нарушением привычного образа жизни, а также со снижением уровня здоровья людей, а в некоторых случаях – и с летальными исходами [74]. По мере роста доли потребления на низком напряжении величина недоотпуска электроэнергии в связи с авариями в энергосистеме будет увеличиваться.

Требование компьютеризации экономики, обусловленное широким использованием новых информационных технологий, является повсеместным, универсальным и

постоянно возрастающим. Например, в США более 10% электроэнергии потребляется компьютерным оборудованием. Во всем мире наблюдается возникновение ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике: повышение уровня автоматизации процессов; появление и развитие новых технологий, устройств и материалов, потенциально применимых в сфере электроэнергетического производства, и, в первую очередь, нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий; повышение требований потребителей к набору и качеству услуг [74].

В СССР изначально электрификация развивалась как широкое внедрение в производство и быт электрической энергии для повышения производительности труда и эффективности производства [57]. Электрификация существенно изменила характер производства, уменьшив потребности в рабочей силе, освободив человека от тяжелого физического и низкоквалифицированного труда. Значение электрификации заключается в том, что она является основой для механизации и автоматизации, а также химизации производства, способствует повышению эффективности производства: повышению производительности труда, улучшению качества продукции, снижению ее себестоимости, увеличению объема производства и прибыли на предприятии. Давно установлена прямая связь между производительностью и электровооруженностью труда [23]. Целенаправленная политика электрификации СССР позволила охватить густонаселенные районы. Если в 1950 г. только 15% колхозов и 76% совхозов использовали электроэнергию, то для подъема производительности труда к 1967 г. предусматривалось обеспечить все колхозы и совхозы электроэнергией. Планировалось построить 1400 тыс. км линий электропередач, предназначенных для электрификации колхозов, совхозов, других сельскохозяйственных предприятий и организаций. В результате уже в 1973 г. доля электрифицированных хозяйств возросла до 99,9% [384]. Несмотря на достигнутый уровень доступности электроэнергии на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, XXVI съезд КПСС поставил задачу дальнейшей, последовательной электрификации народного хозяйства как необходимого условия ускорения перевода экономики страны на интенсивный путь развития. Подчеркивалось, что электрификация является важным фактором научно-технического прогресса, повышения качественного уровня и эффективности производства, роста производительности общественного труда и народного благосостояния. В заключительном решении съезда отмечалось, что едва ли не большее значение, чем просто количественный рост энерговооруженности труда, имеет последовательно проводимый принцип опережающего роста качества используемой энергии [384].

Можно привести множество примеров неоптимального управления энергопотреблением: в ряде случаев неэффективного, неуспевающего, а тем более опережающего требования, которые возникали в связи с развитием электротехнических комплексов промышленных, сельскохозяйственных, коммунальных потребителей. Но нельзя отрицать факта положительного влияния государства на все участки неразрывного

технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». По сути, изначально электрификация отражала интересы потребителя в электроэнергии, а с самоустранением государства от вопросов электрификации, после упразднения Министерства энергетики и электрификации (1991 г.) потребитель и вопросы эффективного использования электрической энергии полностью выпали из определения энергетики. Запросы и инициатива потребителя, как правило, не могли быть решены на локальном уровне, а замыкались на центральные плановые органы, где находились на втором плане. В результате происходило постепенное накопление структурных дисбалансов в отрасли.

В этих условиях естественным образом произошло снижение внимания к проблемам конкретного потребителя. На уровне макроэкономики возможности каждого потребителя в регулировании графика нагрузки не могли быть учтены. В итоге формировалась чрезмерно увеличенная в части производства энергетических ресурсов система, отличительной особенностью которой стало рассмотрение потребителей как пассивных элементов, функцией которых является оплата потребленных ресурсов. Это привело к избыточному росту числа (валовых) показателей (кВт·ч, Гкал, МВт установленной мощности и т.д.), преимущественному решению проблем энергообеспечения путем увеличения поставок тепла, электроэнергии, без анализа и реализации альтернативных возможностей удовлетворения спроса, что приводит к удорожанию энергоснабжения. Совершенствование и оптимизация энергопотребления оказались вне сферы интересов новой системы – российской электроэнергетики, для которой потребитель стал внешним фактором [224].

В соответствии с общим тектологическим законом, любое начавшееся расхождение углубляется, что приводит к дальнейшему снижению эффективности энергоснабжения. Из состава нагрузки энергосистемы выходят электроприемники с постоянным профилем потребления в результате их энергообеспечения от вводимых источников собственной генерации, прекращение участия потребителей в поддержании напряжения на шинах нагрузки и т.п.

В работах В.П. Проценко [270, 271] показано, что снижение внимания к проблемам потребителя и закономерностям использования электрической энергии вызвало утрату системных свойств и связей производства с конечным потреблением энергии. А независимое рассмотрение проблем объектов электроэнергетики и потребителей как раз явилось одной из причин накопления проблем в энергетике, роста электроемкости экономики.

Следует вспомнить, что Г.М. Кржижановский дал строгое определение энергетике – как системы, включающей и энергопроизводство, и энергопотребление [166]. Это определение было принято Комитетом по терминологии АН СССР (1934 г.), но впоследствии заменено ведомственно-отраслевым аналогом, согласно которому под энергетикой стали понимать производство любого вида энергии отраслями ТЭК: топлива, электричества, теплоты. Как видим, сфера энергопотребления здесь отсутствует.

Поскольку не только на практике, но и в науке, образовании используют именно это понимание энергетики, то следует ответить на вопрос, почему первая, а не вторая ее трактовка является строго научной? Ответ заключается в том, что все отрасли ТЭК производят промежуточную, а не конечную продукцию, под которой в энергетике понимается определенный результирующий эффект, а именно: обеспечение производства товаров и услуг, отопление, освещение, транспорт и т.д. И эффективный конечный результат может быть получен только при согласованном взаимодействии всех частей единой структуры – энергетики. Поэтому и планирование их развития должно быть только совместным, исключая искусственное расчленение единого «организма» – энергетики [271].

Отраслевая трактовка энергетики не только создает иллюзию решения энергетической проблемы, но по существу отводит второстепенную роль отраслям коммунальной и промышленной энергетики, а также, что особенно важно, развитию технологий и устройств конечного потребления энергии. Последние вместе с отраслями ТЭК и коммунально-промышленным сектором делают энергетику замкнутой системой, назначением которой является обеспечение производства ВВП и жизнедеятельности общества в целом [270]. Отсюда возникают разные подходы к развитию, а также критерии эффективности энергетики: не традиционно принятое на сегодняшний день опережающее наращивание мощностей ТЭК, а рост структурной устойчивости энергосистемы в результате повышения эффективности использования имеющейся инфраструктуры [115].

Основные принципы построения существующей энергетической инфраструктуры в основном были заложены во второй трети XX в., на этапе технологического развития, когда была четко выражена экономия от масштаба, определившая экономически оправданный на тот период рост единичных мощностей оборудования. Вполне закономерным для энергетики, в которой потребитель выпал из рассмотрения стала концентрация внимания на развитии производства, повышении единичных мощностей энергоблоков (до 1200 МВт), роста напряжения линий электропередач (до 1150 кВ). По этим параметрам в 1980-е гг. СССР достиг показателей, которые не только не повторены в мире по истечении более трети века, но и не получили в стране-разработчике дальнейшего развития и тиражирования, а порой – даже поддержания их в эксплуатации (ЛЭП 1150 кВ) [115].

Период развития электроэнергетики как отрасли народного хозяйства не превышает 120–140 лет. На протяжении ста лет было сформировано представление о том, что электрификация и рост потребления электроэнергии неразрывно связаны. Оно не потеряло актуальности и остается справедливым в развивающихся странах, на что указывают данные о росте удельного (подушного) потребления электроэнергии в этих странах. Однако в странах, завершивших этап урбанизации, ситуация иная. В этих странах, как и в Российской Федерации на протяжении, по меньшей мере, 30 лет произошла замена большинства механизмов, допускающих перевод на электрический привод, и

дальнейший рост производительности труда возможен за счет повышения эффективности использования существующего оборудования и замены его на более современные аналоги с использованием автоматизации. Коэффициент электрификации стационарных рабочих машин приблизился к 100%, после чего рост электровооруженности и необходимость роста потребления электроэнергии перестали быть доминирующими.

Особенно актуальной задача роста эффективности использования энергетического оборудования потребителя, а не повышения насыщенности электроприборами сектора потребления была в СССР. Эффективность использования энергетических мощностей в бывшем СССР была стабильно выше, чем в США, а приведенное число часов работы электродвигателей – значительно ниже [213]. Это является одним из доказательств того, что лимитирующим фактором роста производительности труда в СССР был не объем потребления электроэнергии, а недостаточная эффективность ее использования потребителем: на протяжении десятилетий нарастало отставание советской энергетики в области конечного потребления по сравнению с высокотехнологичным развитием генерации. В итоге плановые задания по росту мощности энергосистемы и объему выработки электроэнергии выполнялись, а вопрос эффективности использования установленных электроприемников находился за пределами компетенции энергетики. Таким образом, отставание в эффективности конечного потребления, а не недостаточный уровень развития энергетики, которое происходило без взаимной увязки с интересами потребителя, стало ограничивать экономическое развитие страны. В итоге формировалось два показателя: документальная оснащенность передовой техникой и ее фактическое использование. Если по первому показателю СССР занимал лидирующие позиции, то электродвигатели и насосы с завышенными мощностными параметрами, перерасход энергетических ресурсов в секторе потребления, не входящем в определение энергетики, привели к снижению структурной устойчивости и непропорциональному росту удельной энергоемкости экономики.

В связи с тем, что в СССР первоочередным всегда являлось развитие промышленности, системы жизнеобеспечения жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) развивались по остаточному принципу. Начиная с создания Главного управления коммунального хозяйства (ГУКХ) НКВД РСФСР в 1921 г. [164], вопросы потребления и эффективности использования энергии в жилом секторе, непосредственно в домохозяйствах, коммунальных службах и т.п., были еще менее актуальными, что привело к созданию наиболее энергозатратной отрасли экономики СССР – ЖКХ.

Не менее важным фактором явилось кратное увеличение предложения доступных и дешевых энергетических ресурсов после 1960 г. Обоснованный в 1960–1970 гг. принцип «Энергии у нас много, а жилье надо строить быстро и дешево» определил направление развития градостроения в СССР, а в последующем – и вопросы технической эксплуатации созданной системы. Эти принципы на момент их принятия не противоречили установке: «Экономика должна быть экономной» [115]. В самом деле, в силу «закона наименьших усилий» [54] основные силы необходимо прикладывать к

снижению влияния наиболее сдерживающих факторов. На тот период таковыми являлись повышение благосостояния и снижение времени, которые люди тратили на отопление, приготовление пищи и т.д., тогда как энергетические ресурсы были дешевыми, а создавать систему минимизации их потребления не было первостепенной задачей. Однако в настоящее время рост стоимости энергетических ресурсов требует корректировки принципов, заложенных в построение существующей энергетической инфраструктуры. А в энергетической инфраструктуре наиболее узким местом, на которые приходится 70–75% аварий и не менее 60% потерь являются распределительные сети.

Среднее число повреждений, вызывающих отключения ВЛ напряжением до 35 кВ, составляет около 25 на 100 км линий в год. Надежность распределительных сетей существенно ниже, чем сетей более высокого класса напряжений. Сети 6–35 кВ удалены от системных генерирующих источников двумя-тремя ступенями трансформации [18], являясь наиболее слабым звеном системы энергоснабжения. На основе анализа причин нарушений электроснабжения на примере сетей ПАО «Ленэнерго» можно указать, что в сельской местности таковыми являются воздействие стихийные явления, падение деревьев (веток) из-за атмосферных явлений (от 65 до 90% причин отключений), а в городской местности – неудовлетворительное техническое состояние оборудования (старение изоляции, потеря механической прочности провода, изменение свойств материалов и т.д.) (более 50% причин отключений) [374]. Или, другими словами, – прогнозирование локализации места аварии малоэффективно.

Следствием перебоев в электроснабжении является установка индивидуальными потребителями стабилизаторов напряжения, источников бесперебойного питания. В итоге режим работы энергосистемы ухудшается, так как стабилизаторы напряжения, являясь электроприемниками с достаточно низким коэффициентом мощности, способствуют еще большему росту потерь напряжения. Налицо – формирование положительной обратной связи, обеспечивающей дальнейшее ухудшение ситуации. В наиболее проблемных участках сетевой инфраструктуры объективно формируются предпосылки для снижения качества электроэнергии по сравнению с другими, более благополучными участками, где отклонения качества энергоснабжения от нормативов не настолько сильно выражены, а стремление потребителей решить свои проблемы имеющимися у них методами не столь велико.

И если при изначально спроектированных расчетных режимах в работающей по плану экономике соблюдение стандартов качества электроэнергии являлось сложной задачей, то по истечении трети века после изменения структуры электропотребления, обеспечение в российской глубинке возможностей экономического развития с применением современного оборудования является фактически невозможным. При этом речь идет не о районах автономного энергоснабжения, а о регионах с высокой плотностью населения, на которой охват централизованным электроснабжением составлял 99,9% еще по состоянию на 1973 г.

Таким образом, если определить электрификацию как механизм повышения производительности труда и эффективности производства, позволяющий использовать современные электронные приборы, станки, средства автоматизации и т.д. в совокупности с обеспечением надежного и качественного энергоснабжения для его реализации, то этому определению будет соответствовать не территория централизованного электроснабжения, а участки, совпадающие с крупными городами, некоторыми воинскими объектами, покрывающие значительно меньше 5% территории России [225]. В такой постановке вопроса весьма проблематично утверждать о состоявшейся электрификации не только потребителей, электроснабжение которых соответствует третьей или второй категории надежности, но и о высокотехнологичных промышленных предприятиях, где часть нагрузки предполагает ее электрообеспечение по первой категории надежности: например, ОАО «КАМАЗ», где в течение 2014 г. работа высокотехнологичного оборудования из-за перебоев с подачей электричества нарушалась 65 раз [358]. Другими словами, на территории даже столь современного предприятия говорить об отсутствии препятствий со стороны обеспечения требуемого уровня надежности энергоснабжения для неоиндустриализации и развития производства пока преждевременно.

### ***3.2. Повышение роли потребителя – основа корректировки концепции развития электроэнергетики***

Проведенный в предыдущей главе анализ подтвердил справедливость гипотезы, согласно которой основной причиной низкой результативности совокупности проводимых за последние десятилетия мероприятий, направленных на повышение эффективности энергоснабжения, является действующая концепция развития электроэнергетики. В рамках этой концепции каждый хозяйствующий объект, стремясь в состоянии, близкое, с его точки зрения, к экономически оптимальному, создает условия для вертикальной (потребитель – производитель энергетических ресурсов) и горизонтальной (слабокоординируемое решение узкоотраслевых проблем электро-, тепло-, водо- и газоснабжения) фрагментации. Поэтому требуется разработка альтернативной концепции развития электроэнергетики (АК), устраняющей причины фрагментарного развития отдельных участков технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов».

Целью АК является повышение эффективности энергоснабжения и сокращение негативного антропогенного влияния для обеспечения экономического развития страны на основе гармонизации отношений участников процесса производства, распределения и потребления электроэнергии за счет восприимчивости к инновационным решениям, а не оптимизация текущей деятельности каждым хозяйствующим объектом. Ее решение – рост общественной, а не коммерческой эффективности отдельных производственных единиц путем ингрессии участников производства и потребления электроэнергии и переход к сбалансированной тетраде. Для этого требуется трансформация электроэнергетики от объектной системы, когда каждый участник максимизирует свою

прибыль. Следующим этапом развития отрасли является интенсификация развития средовой и процессной компонент тетрады [155] с целью гармонизации интересов потребителей и производителей электроэнергии. Недооценка роли средового подхода привела к накоплению ряда дисбалансов не только в электроэнергетике, но и в экономике страны в целом [170, 175, 187, 188].

В соответствии с принципом системности, заключающемся в том, что в результате рассмотрения объекта с позиции целого он представляет собой новый объект [318], у новой системы, дополненной совокупностью потребителей энергетических ресурсов, возникает новое свойство – восприимчивость к механизмам, обеспечивающим интересы этой расширенной системы. При этом в большинстве случаев наименее затратные решения могут быть реализованы не столько за счет усложнения энергосистемы, сколько в результате создания условий для рационализации поведения потребителя [224]. Таким образом, нужна новая парадигма производственных отношений в электроэнергетике [179, 306].

В отличие от сегодняшней практики, когда производственная программа энергетики является внешним для энергосистемы параметром, предлагается альтернативная концепция развития электроэнергетики, основанная на изменении статуса потребителя – из экзогенного элемента для энергосистемы в органическую часть неразрывного технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». Основой АК является переход к новой системе, включающей, помимо предприятий электроэнергетики, потребителей электроэнергии, и последующее развитие новой системы во взаимодействии и во взаимосвязи с другими областями жизнеобеспечения. Система понимается как совокупность элементов и (или) отношений, закономерно связанных в единое целое, которое обладает свойствами, отсутствующими у элементов и образующих его отношений [318].

Сегодня целью электроэнергетики является улучшение показателей производственной деятельности хозяйствующих объектов. Созданные после реформы электроэнергетики действующие сегодня механизмы в полной мере соответствуют достижению этой цели. В результате каждый из участников технологического процесса электроснабжения функционирует в режиме близком к локальному оптимуму. С его точки зрения, этот режим является наиболее эффективным, он позволяет достичь наилучших показателей рентабельности, обеспечивает наибольшую прибыль и реализацию обоснованной стратегии развития, направленной на расширение деятельности и улучшение экономических показателей.

Цель новой системы отражает интересы потребителей: снижение издержек и повышение эффективности технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов» как единого целого. Эта задача отличается от задачи оптимизации хозяйственной деятельности отдельно потребителя и/или группы потребителей, достигаемой в части энергоснабжения путем снижения платежей за энергоресурсы. В соответствии с действующей концепцией развития электроэнергетики у потребителя

есть два основных пути: энергосбережение и переход на собственное производство тепловой (котельнизация России [55]) и/или электрической энергии. Но это приводит к дальнейшей фрагментации системы энергоснабжения. Достижимый в большинстве случаев локальный эффект снижает издержки конкретного потребителя или улучшает эффективность снабжения конкретным ресурсом (водой, теплом), а также снижает потери в определенной части электросетей и т.п. Но синергического эффекта, достижимого в результате ингрессий независимо функционирующих объектов в единое целое при существующем уровне технологического развития, как правило, не возникает.

Поэтому основой АК являются следующие положения:

- приоритетное развитие производственных процессов у потребителя, направленных на снижении издержек энергоснабжения и сокращение потребления топлива;
- переход от реализации проектов, направленных на улучшение отдельных параметров генерации или передачи электроэнергии, к повышению эффективности производственных систем электроэнергетики путем интеграции процессов производства и потребления электроэнергии;
- гармонизация традиционной и распределенной энергетики путем развития собственной генерации у потребителя с целью снижения общесистемных издержек энергоснабжения и уменьшения выброса парниковых газов, в том числе и на основе возобновляемых источников энергии;
- совместное развитие электроснабжения и систем жизнеобеспечения потребителя, их координация и получение синергического эффекта от согласованного взаимодействия.

Структурно-логическая схема основных составных элементов альтернативной концепции развития электроэнергетики представлена на рис. 3.1, а сравнительная характеристика альтернативной концепции с действующей – в табл. 3.1.

Альтернативная концепция электроэнергетики, в отличие от решения фрагментарных задач обеспечения роста эффективности отдельных подсистем, направлена на получение синергического эффекта в результате совместного развития слабокоординируемых процессов жизнеобеспечения и последующий переход к климатической нейтральности. Использование механизмов ее реализации повышает надежность и период эксплуатации энергетического оборудования, поскольку обеспечивается его более стабильная работа, уменьшается число пусков-остановок.

Синергия представляет собой результат взаимосвязанных и координированных действий, которые способны проявляться в форме стратегического партнерства, взаимовыгодного сотрудничества, слияния и кооперативного взаимодействия [151]. Сущность синергии – целое становится больше суммы частей. А это означает, что есть взаимодействие двух и более стратегических единиц бизнеса компании, которое в сумме дает больше, чем деятельность каждой из них в отдельности [27]. В результате же ингрессий за счет согласованного поведения подсистем возрастает степень упорядоченности всей системы. «Применительно к организации синергия – это такое приращение

ресурсного потенциала организации в процессе совместной деятельности ее членов для достижения поставленной цели, при котором результат отличается от суммы, полученной путем простого сложения используемых ими ресурсов» [19].



**Рис. 3.1.** Схема функционирования АК (пунктиром даны объекты действующей концепции)

Источник: разработано автором.

«Закон синергии означает, что для любой организации существует набор элементов, при котором ее потенциал всегда будет либо существенно больше простой суммы потенциалов, входящих в нее элементов, либо существенно меньше. Существо эффекта проявляется через связи, которые устанавливаются между частями, т.е. связи являются необходимым организационными элементами» [19]. Поэтому, наряду с развитием технической инфраструктуры, необходимо сформировать производственные отношения, обеспечивающие устранение причин противоречий, возникающих вследствие фрагментарного развития частей [264].

Таблица 3.1

Сравнительные характеристики альтернативной концепции  
развития электроэнергетики с действующей

Критерий сравнения	АК	ДК
Тип устойчивости	Структурный – в результате сбалансированности тетрады	Количественный – за счет доминирования объектной компоненты тетрады
Статус потребителя	Составная часть технологического процесса производство – потребление, основа средовой системы	Внешний элемент для объектной системы электроэнергетики
Институциональная структура	<i>H</i> -распределение источников энергии	Высокая доля крупных источников генерации
Централизация энергоснабжения	Централизованная схема, дополненная источниками распределенной энергетики	Централизованная схема
Степень интеграции источников генерации и потребления	Высокая, управление графиком потребления как один из механизмов обеспечения равномерной работы источников	Низкая, задача для производственных мощностей: выполнение экзогенной для них производственной программы, заданной потребителем
Порог для распространения когенерации	Низкий, использование теплового потребления для развития малых и средних источников	Высокий, использование крупного теплового потребления с приоритетом строительства парогазовых установок (ПГУ)
Потребность в регулирующих источниках	Низкая	Высокая
Уровень технической надежности	Более высокая надежность энергоснабжения в распределительных сетях	Высокая надежность магистральных сетей, проблемы распределительных сетей на втором плане
Метод обеспечения энергоснабжения при авариях в энергосистеме	Переключение распределенной энергетики на выделенную нагрузку	Восстановление энергоснабжения после устранения аварии
Эффективность использования энергетических мощностей	Более высокая, с потенциалом роста	Недостаточно высокая, имеет значительный нереализованный потенциал роста
Удельные издержки	Снижаются	Вышли на уровень насыщения
Перспективы интеграции с ВИЭ	Минимальные издержки интеграции	Высокие издержки в связи с необходимостью резервирования на основе традиционной генерации
Подход к планированию потребления	Эволюционный	Непрерывно растущий спрос не только в развивающихся, но и в развитых странах

*Источник:* разработано автором.

### **3.3. Пути гармонизации технологического процесса производство–потребление энергетических ресурсов**

Рост эффективности производственных систем электроэнергетики в рамках новой системы, основанной на учете особенностей генерирующих, сетевых компаний и потребителей, достигается путем устранения вертикальной фрагментации в электроснабжении.

К энергообеспечению в период пикового спроса можно подойти как на основе ввода в эксплуатацию маневренных пиковых мощностей (этот сценарий является базовым в ДК), так и за счет участия потребителей в диспетчеризации функционирования энергосистемы, а именно – управления спросом путем трансформации технологических процессов у потребителей. С этой целью формируются условия, при которых возникает заинтересованность в выравнивании графика нагрузки путем создания динамических связей для ингрессии производителя и потребителя. Это – альтернативный сценарий развития электроэнергетики (см. рис. 2.2). Для базового сценария закономерным является снижение структурной устойчивости энергетики, что проявляется в увеличении спроса на пиковые энергетические мощности, создании различного типа аккумуляторов электроэнергии. Растут требования к числу циклов для пуска новых тепловых энергоблоков, что не может не вести к усложнению их конструкции и, как следствие, – к ее удорожанию. Изменяются требования к АЭС, согласно которым в непрерывном режиме требуется обеспечивать диапазон регулирования от 50 до 100% установленной мощности энергоблока [371]. Игнорирование возможностей потребителя регулировать работу Единой энергетической системы России приводит к необходимости создания нормативного резерва мощности в объеме не менее 20,5% совмещенного максимума нагрузки Единой энергетической системы России [387] и ожидания дальнейшего роста в ней максимума потребления мощности [380]. В рамках ДК заинтересованность бизнеса в новых инвестиционных программах, с защищенной доходностью капитальных вложений будет оказывать давление в направлении выбора именно этого сценария развития электроэнергетики. Поэтому он назван «базовым». В результате следует ожидать отсутствие роста ЧЧИМ как показателя уровня структурной устойчивости электроэнергетики и новых обоснований роста стоимости электроэнергии.

Аргументом обоснования новых инвестиционных программ генерирующих компаний является необходимость удовлетворения спроса на электроэнергию в период прохождения максимума нагрузки. Рост сезонного пикового электропотребления, происходящего в результате выбора модели экономического развития, в которой потребитель слабо заинтересован корректировать график спроса на основе зонных тарифов, требует строительства новой генерации. Дополнительным фактором, стимулирующим рост объема инвестиционных программ, является заложенная в модель развития отрасли гарантия возврата инвестиций в новое строительство с учетом определенной нормы доходности капитала, в частности – механизм договоров предоставления мощности (ДПМ).

Анализ истории становления отечественной энергетики показывает, что альтернативный сценарий по сути является продолжением долгосрочного роста эффективности использования генерирующих мощностей. Более того, существуют объективные предпосылки для его продолжения после падения промышленного производства в 1990-е гг.

В отечественной науке теоретические и практические основы участия потребителей в диспетчеризации функционирования энергосистемы путем управления их

нагрузками были заложены еще в 1930-е гг. С.А. Кукель-Краевским, а позднее – И.М. Марковичем и И.А. Сыромятниковым [209]. Последующее развитие данного направления обеспечило загрузку заявленной мощности ряда промышленных потребителей более 8760 ч/год (табл. 3.2, рис. 3.2). Для энергосистемы, определяющей является не суммарная установленная мощность совокупности электроприемников потребителя, а заявленная мощность – фактическое потребление в период прохождения максимума нагрузки. Например, на трубном заводе «Лентрубосталь» в 1985 г. суммарная мощность электроприемников составляла 33 МВт. Однако за счет координации функционирования энергосистемы и технологических процессов потребителя во время максимума нагрузки потребление электроэнергии не превышало 3,3 МВт. В результате увеличения потребления во время дневного и ночного провалов нагрузки более 3,3 МВт время использования заявленной мощности ( $T$  в табл. 3.3) составляло более 8760 ч.

**Таблица 3.2**

Число часов использования заявленной мощности (ч/год)  
некоторыми предприятиями черной металлургии в 1976–1985 гг.

Предприятие	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Новомосковский огн., ОАО «Ново-московскогнелупор»	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	11 540	10 230	10 248	10 518	9657	10 887
Красноармейский, Певекский горно-обогатительный комбинат	6000	6000	8100	9600	9300	9700	12 200	8400	н.д.	н.д.
Кузнецкий ферр., ОАО «Кузнецкие ферросплавы»	н.д.	8876	7876	9016	8943	8349	8014	7945	7745	8213
Лентрубосталь, Трубный завод «Лентрубосталь»	5240	5900	5300	6146	н.д.	н.д.	12 479	11 313	11 419	н.д.
Серовский ферр., ОАО «Серовский завод ферросплавов»	8378	8549	8624	8305	8487	8612	н.д.	8704	8816	9024
Челябинск, ЭМК ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	8500	8875	5048	8233	7637	7952	8145	8203	8581	8110

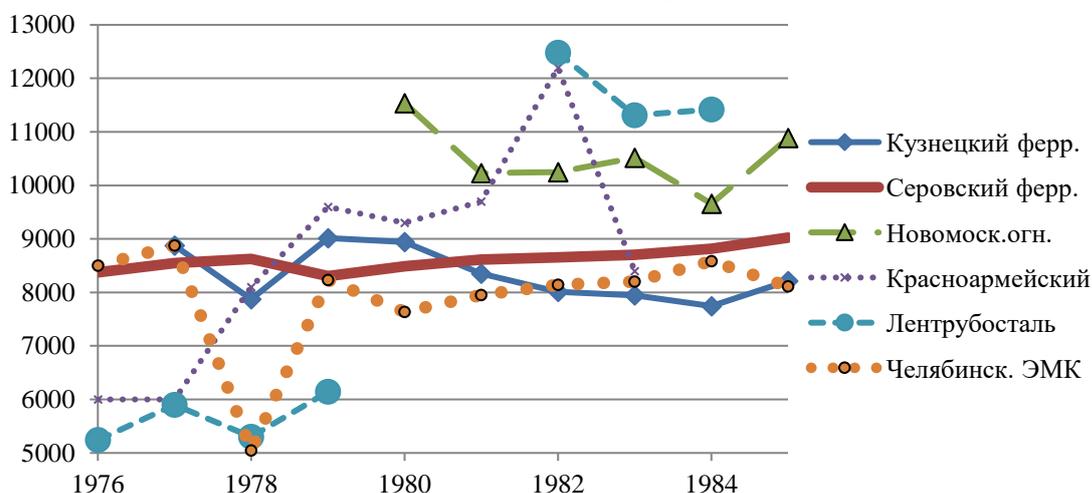
Источник: [353].

В Министерстве черной металлургии СССР был разработан набор организационно-технических механизмов координации характера потребления электроэнергии в интересах энергосистемы, позволяющих при неизменной (или даже увеличивающейся) установленной мощности электроприемников целенаправленно снижать электропотребление в период прохождения максимума нагрузки (при этом суммарная мощность совокупности электроприемников могла увеличиваться). В итоге время использования заявленной мощности ряда крупных предприятий отрасли превышало 8760 ч/год. И они выполняли функцию потребителей-регуляторов [240] задолго до развития современных возможностей цифровых технологий.

В 1970-е гг. значительная часть этого направления получила развитие благодаря планомерной работе Льва Леонидовича Гейзеля на «Западносибирском металлургическом комбинате» и Бориса Ивановича Кудрина в Сибирском «Гипрометзе»

(Государственный институт по проектированию металлургических заводов, Новокузнецк) в содружестве с Украинским «Гипрометзом» (Украинский институт по проектированию металлургических заводов, Днепропетровск). Ее результаты можно видеть, анализируя данные информационного банка данных «Черметэлектро», который Б.И. Кудрин начал создавать с середины 1960-х гг. С середины 1970-х гг. работа была поддержана Минчерметом СССР [353].

Таким образом, реализация организационно-технических механизмов, направленных на снижения потребления в период прохождения максимума нагрузки (табл. 3.1, 3.2), состояла в том, что металлургические предприятия принимали на себя функцию менеджеров-регуляторов энергосистемы и обеспечивали фактическое использование заявленной мощности более 8760 ч/год (до 12 400 ч/год), а в некоторых случаях – свыше 17 000 ч/год. Например, в 1980 г. Ново-криворожский ГОК при заявленной мощности в 95 МВт обеспечивал ее использование за 17 450 ч [353].



**Рис. 3.2.** Динамика использования заявленной мощности предприятиями черной металлургии в 1976–1985 гг.

Источник: разработано автором на основе данных [353].

**Таблица 3.3**

Показатели работы некоторых предприятий черной металлургии в 1985 г.

Предприятие	Заявленная мощность, МВт	Установленная мощность, МВт	T, ч
Новомосковское огн., ОАО «Новомосковскогнеупор»	1,9	14,6	10 887
Красноармейский*, Певекский горно-обогатительный комбинат	2,6	11,8	8400
Кузнецкий ферр., ОАО «Кузнецкие ферросплавы»	270	325,3	8213
Лентрубосталь**, Трубный завод «Лентрубосталь»	3,3	33,0	11 419
Серовский ферр., ОАО «Серовский завод ферросплавов»	166	197,6	9024
Челябинск, ЭМК ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	455	650	8110

\* По состоянию на 1983 г.

\*\* По состоянию на 1984 г.

Источник: [353].

Для регулирования графика загрузки в первую очередь выделялись энергоемкие технологические процессы и использовались возможности переноса времени их выполнения на периоды, не совпадающие с прохождением максимума потребления в энергосистеме. Помимо этого, на отечественных предприятиях черной металлургии в регулировании были задействованы не только вспомогательные, но и основные технологические процессы, например, допускались разгрузки индукционных печей в течение 60 мин. Малое время переключения режимов индукционной печи позволяет рассматривать такого рода потребителей как участников рынка вторичного и первичного регулирования баланса активной мощности в энергосистеме. В перспективе с развитием информационных систем и новых потребителей, позволяющих сократить время реакции команды энергосистемы по изменению нагрузки, например, систем зарядки электромобилей, возможно расширение видов потребителей в части регулирования баланса активной мощности в энергосистеме. Возможность участия потребителей в диспетчеризации функционирования энергосистемы целесообразно предусматривать на этапе их проектирования. Особенно это имеет отношение к новым промышленным потребителям [251, 256].

Таким образом, в СССР в 1970-е гг. были не только заложены теоретические основы концепции активного потребителя, но и была успешно реализована программа создания наиболее энергоемких промышленных производств – предприятий черной металлургии. На Западе эта концепция получила дальнейшее развитие, а управление спросом стало одним из основных механизмов снижения издержек энергоснабжения [401, 406, 425, 432, 438, 440, 442, 450, 451, 453] – в отличие от постсоветского пространства, где, несмотря на продолжение исследований в этом направлении [104, 119, 126, 127, 142, 236, 256], ему придается второстепенное значение [1, 14, 371, 380, 386].

Следует отметить, что до массового развития цифровых технологий технологические возможности для интеграции интересов производителей и потребителей были весьма ограниченными. За последние 20 лет успехи информационно-управляющих технологий, силовой электроники, интернета вещей, интеллектуальных сетей [427, 429, 431, 440, 446, 453] позволили подойти к этой задаче на качественно новом уровне. Новые технологии позволяют распространить информационные, регулирующие и контролируемые операции на все уровни энергетики, включая оперативное технологическое взаимодействие производителей и потребителей энергии любого ранга, что в свою очередь повышает надежность и качество работы энергосистемы.

Таким образом, первичными являются базовые методологические принципы, положенные в основание производственных отношений участников технологического процесса энергоснабжения, оформленные в виде концепции, в рамках которой происходит взаимодействие потребителей и производителей электроэнергии. А обеспечивающие их технологические возможности впоследствии встраиваются в производственные цепочки. Появление новых технологий снижает транзакционные издержки, открывает новые возможности развития, но принятие или отторжение их отраслью определяется концептуальными методологическими принципами, заложенными в ее развитие.

Благодаря новым технологиям появилась возможность управлять режимами электропотребления не только единичных и наиболее энергоемких объектов, но любыми, даже самыми незначительными электроприборами [118, 119, 120, 425, 432, 448, 451, 453].

Задолго до появления представления об интеллектуальных сетях, интернете вещей и т.д. первым этапом трансформации потребителя в элемент энергосистемы, обладающий возможностью участвовать в ее диспетчеризации, являлась корректировка технологических процессов, согласованное изменение графика рабочего времени, перенос времени обеденных перерывов и т.д. Вторым – реализация проектных решений, обеспечивающих разгрузку действующего электроемкого оборудования на один-два часа в сутки. Это динамические вставки для ингрессии потребителя и производителя. Третьим – разработка и установка нового оборудования, позволяющего увеличивать период снижения электропотребления без ущерба для основного технологического процесса. Если первый этап реализовывался достаточно быстро, то второй и особенно третий – формирование статических вставок – требовали длительного периода. Поэтому рост времени использования заявленной мощности предприятиями черной металлургии в 1976–1985 гг. имеет не скачкообразный, а плавный характер и происходит на протяжении нескольких лет.

С учетом технологий интеллектуальных сетей и интернета вещей возникает возможность вовлечь потребителя в диспетчеризацию функционирования энергосистемы на новом уровне [94, 273, 402, 440, 454, 457]. За счет потребителя, но не в ущерб ему, в результате трансформации его технологических процессов можно достичь более значимых результатов в выравнивании графика потребления, чем это было сделано в условиях плановой экономики. Развитие интеллектуальных сетей позволяет включать значительную часть нагрузки в интервале времени, заранее заданном потребителем, но также – в период, наиболее удовлетворяющий технологическим возможностям производителя [240]. В будущем расширятся возможности формирования требуемого графика потребления в связи с развитием автоматизации, роботизации, дистанционных методов управления, интернета вещей [369, 394, 400, 402, 426, 450].

Первоочередной задачей развития интеллектуальной сети в Российской Федерации является рост эффективности использования действующих мощностей традиционной энергетики как основы энергосистемы за счет трансформации технологических процессов у потребителей электроэнергии. При скоординированной и продуманной системе управления синергический эффект заключается в том, что для выработки заданного количества электроэнергии требуется меньшая установленная мощность энергосистемы, что находит выражение в равномерном и плотном графике потребления электроэнергии (что соответствует высокому ЧЧИМ) со слабо выраженными ночными провалами и пиками в период прохождения максимума нагрузок. Справедливо и обратное утверждение: при отсутствии государственной энергетической политики в данном вопросе для производства идентичного объема электроэнергии потребуются не просто большая мощность энергосистемы (низкие значения ЧЧИМ), а реализация решений,

повышающих издержки всей системы, – увеличение мощностей пиковой генерации и систем аккумулирования энергии, что и происходит в настоящее время.

Механизмом использования возможностей потребителя участвовать в диспетчеризации функционирования энергосистемы является управление потреблением на основе динамической вставки – постоянно меняющейся во времени (плавающей) цены электроэнергии [431, 436, 442, 445]. Суть этого механизма заключается в постоянном изменении цены электроэнергии в каждом участке энергосистемы. Такой участок включает потребителей, источники распределенной генерации, системы аккумулирования энергии в пределах зоны действия группы понижающих подстанций (микросети). Цена электроэнергии устанавливается в зависимости от издержек ее производства в энергосистеме и передачи к этой микросети. Сетевая составляющая передачи электроэнергии в каждую микросеть от энергосистемы не является фиксированной величиной, а изменяется во времени и определяется загруженностью задействованных участков сетевой инфраструктуры. На Западе расширение возможностей учета издержек передачи электроэнергии к данной узлу энергосистемы и ее производства в этом узле (микросети) приводит к переходу к системе ценообразования, учитывающей текущие издержки производства и передачи электроэнергии в реальном режиме времени для каждого узла.

При высокой цене электроэнергии в микросети существует два способа уменьшить издержки: снизить потребление и начать производить электроэнергию по более низкой цене, чем в энергосистеме, что возможно при наличии источников внутри микросети (распределенной генерации, систем аккумулирования энергии).

Высокая цена электроэнергии определяет изменение поведения потребителей, стимулируя снижение потребления [236, 436, 446, 449, 457]. Технологически это достигается уменьшением потребления электроэнергии выбранными потребителем электроприемниками в периоды прохождения максимума нагрузок. Потребитель распределяет все электроприемники по нескольким группам и каждой группе задает коэффициент отклонения цены электроэнергии от среднесуточного для ее включения/отключения. Выделение в электрохозяйстве бытового потребления электрических бойлеров, стиральных машин, систем климат-контроля, систем зарядки аккумуляторов электроэнергии (в том числе электромобилей) и т.п. в отдельную группу, а также установка для них коэффициента меньше единицы позволит включать эти электроприборы в периоды низкой цены на электроэнергию – прохождения минимума потребления – и выключать, когда цена поднимается выше среднесуточного уровня. Промежуточные значения устанавливаются для двух-трех групп, объединяющих остальные электроприборы. А электроприборы, обеспечивающие безопасность работы различных жизнеобеспечивающих систем, завершение работы вычислительной техники, работу медтехники потребитель выделяет в приоритетную группу, для которой устанавливаются высокие коэффициенты отключения. А так как сегодня ущерб от недоотпуска электроэнергии превышает стоимость электроэнергии в 30–50 раз [190, 211], то есть все основания полагать, что потребитель

самостоятельно выберет часть нагрузки, работу которой в периоды аварии в энергосистеме он будет готов обеспечивать по значительно более высоким тарифам.

Высокие коэффициенты потребитель устанавливает на приборы, работу которых он желает поддерживать в аварийных режимах. При аварии в энергосистеме в условиях отсутствия напряжения на основном и резервных вводах, микросеть переходит в автономный режим. Источниками являются системы аккумулирования энергии и распределенная энергетика. Их мощность заведомо меньше мощности энергосистемы. Поэтому в аварийном режиме может быть обеспечена работоспособность только выделенной части нагрузки. Мощность выделенной нагрузки ограничивается возможностями распределенной энергетика и систем аккумулирования энергии данной микросети. Выбор электроприемников, совокупная мощность которых будет соответствовать возможностям распределенной энергетика и системам аккумулирования энергии обеспечить бесперебойное электроснабжение в пределах микросети, будет происходить на основе коэффициентов, при достижении которых потребитель считает нецелесообразным оплачивать потребление электроэнергии. В итоге в отличие от полного обесточивания микросети и прекращения функционирования всех электроприборов, будет поддерживаться энергоснабжение их выделенной части, для которой потребитель установил высокие коэффициенты отключения питания.

Для технической возможности управления электроприемниками в зависимости от цены на электроэнергию требуется установка приборов учета, которые не только передают данные об электропотреблении, но и способны отключать/включать выбранные потребителем электроприемников. Их цена по состоянию на 2020 г. в среднем на 50% была выше по сравнению интеллектуальными приборами учета электроэнергии без возможности управления работой электроприемников [414]. Учитывая, что отличие в ценах на приборы с функциями управления электропотреблением по сравнению с аналогами, обладающими только функцией учета электроэнергии, определяется стоимостью электроники, то в перспективе различие будет сокращаться пропорционально снижению цен на электронные составляющие.

У потребителя есть возможность не только перевести любой электроприемник из одной группы в другую по своему усмотрению, но и составлять алгоритм, по которому электроприемник будет менять свою принадлежность к группе. Например, электромобиль по мере приближения времени поездки автоматически переходит в группу с более высоким коэффициентом отношения цены к среднему значению, при котором начинается его зарядка. Также потребитель может повысить группу электропотребления своего транспортного средства при изменении планов поездки на более дальнее расстояние. Для электромобиля потребитель может установить два коэффициента. Первый – при снижении цены электроэнергии ниже которого происходит зарядка аккумулятора. Второй – при котором аккумулятор начинает выдавать электроэнергию в сеть, выполняя функцию системы аккумулирования энергии. В зависимости от желания потребителя аккумулятор электромобиля ни при каких обстоятельствах не будет у принимать участие в

функционировании микросети (бесконечно большой коэффициент); востребованность режима системы аккумулирования будет совпадать только со временем аварий в энергосистеме и перехода микросети в автономный режим функционирования данной микросети (коэффициент имеет значения не менее 100); желание принять участие в диспетчеризации функционирования энергосистемы (коэффициент от 5–10 и более).

Изменение цены электроэнергии во времени для каждой точки энергосистемы в зависимости от ее загруженности стимулирует потребителей переносить работу части электроприемников на периоды низкой цены электроэнергии. Это будет касаться широкого класса нагрузок: от графика работы кислородной станции (необходимый суточный объем потребления кислорода может быть наработан в периоды низкой цены на электроэнергию) у крупных промышленных потребителей, графика работы насосов первой ступени водоканалов у муниципальных потребителей, до управления режимом работы бытовых холодильников и временем запуска стиральных машин с отложенным стартом в домохозяйствах. Крупные потребители могут скоординировать проведение профилактических и ремонтных работ с учетом прогноза спроса на электроэнергию. В периоды ожидаемого сезонного пикового спроса, который приходится на снижение температуры в зимнее время, либо на ее повышение летом, целесообразно проводить профилактические работы энергоемкого оборудования. Строительные компании могут корректировать периоды отпусков своих сотрудников, снижая объемы ведения работ в период прохождения холодной пятидневки.

Микросети на основе плавающей цены электроэнергии эффективнее регулируют потребление электроэнергии, чем потребитель, принимающий решение о выборе режимов работы электроприемников на основании зонных тарифов. В перспективе произойдет переход от фиксирования нескольких ступеней стоимости электроэнергии и установки многозонных приборов учета к управлению режимами потребления на основе меняющейся во времени цены электроэнергии. Ключевым фактором станет не столько учет электроэнергии, сколько возможность управления электропотреблением исходя из потребностей в снижении издержек энергосистемы в соответствии с технологическими особенностями генерации. В наибольшей степени это относится к возможности согласования потребления с генерацией возобновляемых источников энергии, рост которых и инициировал бурное развитие интеллектуальных сетей.

По мере развития интернета вещей для координации характера потребления с возможностями генерации и загруженностью линий электропередач целесообразно вводить не скалярный, каковым является цена электроэнергии, а тензорный управляющий сигнал. Тензорный управляющий сигнал будет содержать не только мгновенную информацию об издержках генерации и передачи электроэнергии сетевой инфраструктурой, но и прогнозные значения изменений издержек производства электроэнергии для каждого генератора, от которого может быть получена электроэнергия и передана в данную микросеть.

При наличии распределенной энергетики в микросети превышение цены электроэнергии определенного значения будет управляющим сигналом для начала ее работы. По мере дальнейшего повышения цены целесообразно предусмотреть возможность перехода систем аккумулирования в режим выдачи мощности. Развитие данного механизма – путь обеспечения работоспособности групп нагрузок, для которых потребитель задал высокие коэффициенты отключения в отличие от вынужденных отключений всех электроприборов при аварии в энергосистеме.

Повышение цены электроэнергии в периоды максимального спроса и работы микросети в изолированном режиме при авариях в энергосистеме будет сопровождаться снижением цен на протяжении большей части времени. Параметром регулирования является усредненная за год цена электроэнергии в микросети. Долгосрочной задачей является снижение этого показателя для конечного потребителя. Со стороны регулятора сохраняется контроль над ее среднегодовым значением. По результатам года отбираются микросети с наиболее высокой среднегодовой ценой электроэнергии в регионе, и в них реализуются проекты, направленные на снижение стоимости энергоснабжения. Так как причина высокой цены электроэнергии в микросети – высокий спрос, то решением является увеличение предложения. В результате в микросетях с более высокой среднегодовой ценой электроэнергии будет развиваться распределенная энергетика. Задачей распределенной энергетики является не максимизация объема производства электроэнергии, а ее выработка в периоды, когда стоимость генерации ниже цен на электроэнергию в энергосистеме с учетом передачи в данную микросеть. Таким образом, плавающая цена электроэнергии представляет собой обратную связь, направленную на снижение издержек энергоснабжения, что приводит к росту структурной устойчивости энергосистемы. В итоге будет увеличиваться роль потребителя в диспетчеризации функционирования энергосистемы за счет снижения потребления из сети в периоды максимального спроса и переноса пиковой генерации на распределенную энергетiku.

По данным США, можно ожидать, что величина синергического эффекта от выравнивания графика нагрузки составляет от 5 до 15% затрат на электроснабжение. Столько потребители электроэнергии в итоге могут сэкономить. В свою очередь сетевые организации могут ожидать более низких пиков нагрузок в результате изменения поведения потребителей [60]. Экспертные оценки показывают, что «снижение пика нагрузки энергосистем США на 5% вследствие применения интеллектуальных сетей и их регулирования позволит экономить до 66 млрд долл. инвестиций в течение ближайших 20 лет, а внедрение “умных” технологий управления спросом на энергию в жилищном секторе страны может обеспечить дополнительную экономию инвестиций компаний до 325 млрд долл. в течение этого же периода (снижение пика нагрузки до 25%)» [74], или более 16 млрд долл./год.

Для России можно сделать аналогичную оценку двумя способами.

Так как после 1990 г. произошло снижение ЧЧИМ более чем на 20%, рост этого показателя на 25% – вполне достижимый результат. На основе значения для США,

указанного авторами из Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» и Института комплексных исследований в энергетике [74] (16 млрд долл./год), и при в 3,6 меньшем объеме производства электроэнергии в России, чем в США, снижение потребности в капитальных вложениях составит 4,5 млрд долл./год. С учетом издержек, обусловленных специфическими отраслевыми технологическими потерями, общее сокращение расходов на электроснабжение может быть оценено в 7,1 млрд долл./год, или 12–13% от суммарных платежей за электроэнергию.

Более высокое значение сокращения издержек электроснабжения в результате снижения пика нагрузки энергосистем и повышения эффективности использования мощностей получается из расчета на основе коэффициента эластичности цены на электроэнергию по ЧЧИМ. Предположив, что снижение ЧЧИМ на 1% приводит к росту цены на электроэнергию на 1,4%, то нереализованный потенциал снижения стоимости электроэнергии в России достигает ~35% цены. Для территории Зауралья с хорошей обеспеченностью топливными ресурсами и более низкой долей топливной составляющей в структуре цены электроэнергии, коэффициент эластичности цены на электроэнергию по ЧЧИМ по абсолютной величине выше, и соответственно нереализованный потенциал ее снижения составляет не менее 45% цены.

Полученное расхождение двух разных подходов может быть объяснено спецификой структуры цены электроэнергии в Российской Федерации. Как показано в [110] доля, приходящаяся на генерацию в ряде субъектов, не превышает 30%, а в среднем по стране находится на уровне 40%, в отличие от развитых стран, в частности, США, где это значение выше 60%.

С учетом этого факта в дальнейшем изложении будем исходить из более сдержанной оценки: снижение стоимости электроэнергии в результате повышения эффективности использования существующих энергетических мощностей в совокупности с предложенными механизмами реализации АК позволит снизить цены на электроэнергию у потребителя на 15–17%.

Технологии интеллектуальных сетей в настоящее время являются весьма дорогими. «Однако «отказ от их внедрения оказывается еще дороже» (утверждают эксперты ряда исследовательских центров США, что подтверждается и опытом внедрения интеллектуальных информационных систем в итальянской компании ENEL, срок окупаемости которых не превышает и пяти лет). В целом внедрение интеллектуальных энергетических систем оказывается весьма эффективным вследствие ряда новых условий, в частности, мотивации и стимулирования активного поведения агентов энергетического рынка путем выгодных ценовых предложений на поставку электроэнергии и мощности в специфических условиях работы энергетических компаний» [74].

Таким образом, следует проводить сопоставление эффективности любого мероприятия, рассчитывая результат в двух случаях – «с проектом» и «без проекта». Суть этого принципа состоит в следующем. При реализации проекта его участники несут затраты и получают определенные результаты. Однако, если бы проект был отклонен, то

участники все равно продолжали бы как-то функционировать и также несли бы определенные затраты (строительство новых генерирующих источников и расширение сетей, проведение мероприятий, направленных на снижение потерь в сетях, и т.п.), также получая результаты. Это означает, что под результатами проекта надо понимать не те затраты, которые будут осуществлены по проекту, и не те результаты, которые при этом будут получены, а только приростную (обусловленную реализацией проекта) часть этих затрат и результатов. Поэтому нельзя судить об эффективности проекта, сопоставляя показатели, достигнутые до начала реализации проекта, с теми, которые будут достигнуты после его реализации [155].

В результате перехода к плавающей цене электроэнергии будут созданы предпосылки для развития возобновляемых источников в российских условиях. Для наглядности далее рассмотрены возможности участия в диспетчеризации функционирования энергосистемы на основе плавающей цены электроэнергии на примере двух ситуаций для случая ветрогенерации:

- сила ветра увеличивается в полупиковый период;
- неподвиженно снижается выработка ВЭС в ночное время.

При заранее фиксированной стоимости электроэнергии в первом случае требуются снижать нагрузки части генерирующих мощностей и выводить их из оптимального режима. Во втором случае в ночное время необходимо запускать пиковые мощности. Неизбежным результатом такого подхода станет обоснованный рост потребления топлива и выброса парниковых газов. Если же производство и потребление объединены интеллектуальной сетью с плавающей ценой электроэнергии, ситуация выглядит для генерирующей компании совершенно по-другому. В первом случае будет простимулировано потребление, например, включение зарядки электромобилей, запуск насосов первого подъема водоканалов и т.п. Соответственно в период резкого спада ветровой нагрузки в ночной период кратковременный рост стоимости электроэнергии приведет к снижению потребления подобных потребителей (как правило, обеспечивающих загрузку генерирующей компании в период ночного провала) и исключению необходимости запуска регулирующих мощностей в нерасчетное ночное время. Вместо изменения режимов функционирования крупных энергоблоков в ряде случаев целесообразно будет устанавливать отрицательную цену электроэнергии если не для всех, то для некоторых групп потребителей. Например, для электромобилей при условии, что они задействуют свои возможности выдачи электроэнергии в сеть в период прохождения максимума нагрузки.

Несмотря на плохую предсказуемость порывов ветра и освещенности солнечных панелей при переменной облачности на среднесуточном интервале ошибка в прогнозировании выработки электроэнергии ВЭС и СЭС для обширных территорий в результате усреднения не превышает 1–2%. Поэтому с учетом среднесуточного прогноза можно принять решение, снижающее издержки от краткосрочной непредсказуемости погодных условий. В приведенном примере при ожидаемом длительном провале

генерации ВЭС необходимо запускать регулирующие мощности. В случае краткосрочного уменьшения выработки ВЭС можно обеспечить регулирование системы за счет корректировки графика потребления на основе краткосрочного изменения цены электроэнергии. В итоге плавающая цена электроэнергии позволит снизить производственные издержки, в значительной степени обеспечит задачу регулирования работы энергосистемы в результате управления спросом, и в выигрыше остается не только производитель, но и потребитель энергии. Подобные возможности интеллектуальной сети объясняют причину столь стремительного развития этого направления в энергетике зарубежных стран.

Возможность влияния на характер потребления в результате введения плавающей цены электроэнергии станет основой для решения комплекса задач, например, проблемы электроснабжения потребителей, возникающих при воздействии геоиндуцированных токов при геомагнитных бурях [67]. В частности, регулирование загрузки трансформаторов можно осуществлять путем увеличения стоимости электроэнергии для потребителей, запитанных от трансформатора, нагрузка которого превысила номинальное значение в результате любой внеплановой причины, в частности, от геоиндуцированных токов. По мере снижения внеплановой загрузки трансформатора (прекращения геомагнитной бури) снижение цены электроэнергии до исходного значения определит возвращение потребления к исходному значению. При этом глубина снижения нагрузки потребителей устанавливается в микросети в зависимости от степени перегрузки трансформатора в результате геомагнитной бури.

Иллюстрацией возможностей участия потребителя в диспетчеризации функционирования энергосистемы в результате включения части его нагрузок на основе плавающей цены электроэнергии является такой пример. Более 20% бытового потребления составляет потребление бытовых холодильников. В абсолютных величинах потребление может изменяться кратно, например холодильников «Liebherr CNP 4358» (321 л) – 133 кВт·ч/год, или бюджетных «Pozis RK-103 W» (340 л) – 240 кВт·ч/год и «Бирюса 22» (255 л) – 548 кВт·ч/год, или «Саратов 105» (335 л) – 547 кВт·ч/год, а также – более энергозатратных моделей, работающих десятилетиями и в значительной степени уже выработавших свой ресурс, с изношенной и плохо прилегающей теплоизоляцией.

Высокие теплоизоляционные параметры и значительная теплоемкость холодильной камеры и хранящихся продуктов позволяют включать компрессор холодильника, не снабженного инверторной схемой, с интервалом в несколько часов. В связи с этим технологически возможно организовать управление режимом работы компрессора интеллектуальной сетью с минимизацией потребления в период пиковых нагрузок. По мере повышения температуры в холодильной камере компрессор холодильника увеличивает пороговый коэффициент на включение. За потребителем остается выбор установки допустимого интервала температур для хранения продуктов. Например, при выборе колебаний в 1 °С можно обеспечить нулевое потребление в период прохождения утреннего и вечернего пиков спроса на электроэнергию, при выборе колебаний 0,1 °С

включение компрессора будет необходимо каждые 40 мин. От того, какой коэффициент отклонения от средней цены потребитель установит для включения работы холодильного компрессора для начала его работы, будет зависеть, в какой мере этот электроприбор будет участвовать в регулировании графика потребления. В любом случае задачей интеллектуальной сети станет управление холодильником, обеспечивающее аккумуляцию холода перед началом пикового интервала и снижение потребления во время его прохождения. При этом потребитель самостоятельно не способен решить данную задачу вне зависимости от его оснащения самыми современными многозонными приборами учета потребления электроэнергии. Вместе с тем в рамках построения интеллектуальной сети при современном уровне развития технологий регулирование потребления вполне можно организовать технически. Таким образом, для повышения эффективности энергоснабжения в ситуации, непосредственно ежедневно относящейся к любому бытовому потребителю, для обеспечения согласованности взаимодействия его действий с потребностями энергосистемы требуется дополнение действующих сегодня механизмов организационно-техническими. Причем набор этих новых механизмов фактически обладает свойствами ценоза, а именно:

- в каждый момент времени их список не является исчерпывающим (происходит его расширение по мере технологического развития и отказ от ранее апробированных решений по мере их устаревания);

- разные технологические решения имеют разную значимость для повышения эффективности энергоснабжения. Есть наиболее емкие позиции (распределенная когенерация – комбинированное производство тепловой и электрической энергии на источниках, подключенных к электросетям преимущественно на стороне потребителя), а есть относящиеся к определенным специфическим условиям (например, алюмоводородная энергетика). Причем результативность любого решения изменяется в зависимости от стоимости первичных энергоресурсов, соотношения цен между ними; может целенаправленно изменяться, например, путем введения квот на выбросы парниковых газов и т.п.

Эквивалентный результат может быть получен на основе использования организационно-технических механизмов, кратно различающихся по стоимости. Иллюстрацией является применение двух подходов к обеспечению необходимого качества энергоснабжения в таких условиях, в определенной степени эквивалентных таким внешним воздействиям, как порывистые изменения генерации ветроустановок и эксплуатация электроприемников, работа которых сопровождается резкопеременными толчками нагрузки (вентильные преобразователи, дуговые электропечи, электросварочные аппараты, электровозы). Базовый подход – включение в энергосистему компенсирующих устройств. Для компенсации быстропеременных процессов в наибольшей степени подходят системы аккумуляции, включающие в себя суперконденсаторы. Их применение обеспечивает динамическую устойчивость электрической сети при сбросе/набросе нагрузки; регулирование параметров электрической сети (частота); улучшение параметров напряжения электрической сети (компенсация реактивной составляющей);

диспетчеризацию мощности – выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды избыточной электроэнергии и выдача в сеть в периоды дефицита); сокращение нерегулярных колебаний в межсистемных линиях электропередачи, повышение вследствие этого пропускной способности линий электропередачи [128].

Альтернативный подход к решению этой задачи – использовать возможности инверторных компрессоров бытовых холодильников, которые при частичной нагрузке имеют возможность в пределах 100–200 Вт демпфировать провалы или всплески активной мощности в электросети, что при согласованном управлении в рамках микросети эквивалентно выполнению вышеперечисленных функций. Цена бытового холодильника с инверторным компрессором выше, чем с обычным, в пределах 10 000 руб. Сегодня тысячи потребителей, добровольно оплачивая эту разницу, получают более удобный в эксплуатации электроприбор с высокими потребительскими свойствами: с более длительным временем сохранения холода (от 18 ч), с лучшим дизайном, продуманным и функциональным внутренним объемом и т.п. Удельная стоимость функции выравнивания профиля активной мощности на временных интервалах от долей секунды (время реакции инверторного компрессора бытового холодильника на управляющий сигнал) до 18 ч и более составляет ~35–100 руб./Вт. Приняв в качестве нижней оценки число бытовых холодильников в 50 млн единиц, суммарная мощность такой равномерно распределенной системы регулирования при единичной мощности компрессора более 200 Вт составит не менее 10 ГВт. Удельные издержки модернизации распределительных сетей для выравнивания графика спроса за счет подобных электроприборов многократно ниже создания альтернативных систем аккумулирования энергии. Для этого вовсе не требуется объединять юридические лица, изменять права собственности и т.п. Ингрессия достигается путем формирования новых динамических связей, потенциал этого технического решения превышает мощность ныне функционирующих систем аккумулирования электроэнергии и тех, которые могут быть созданы в России, как минимум, в ближайшие 7–12 лет. Дополнение действующей энергосистемы совокупностью постоянно функционирующих электроприемников в той части энергосистемы, где и возникает наиболее неравномерный спрос на электроэнергию – в коммунально-бытовом секторе, и, соответственно, объективно существует необходимость в регулирующих мощностях, будет профинансировано за счет потребителей. Модернизация сетей для управления работой электроприемников-регуляторов в точности соответствует задаче создания интеллектуальных микросетей, необходимых для снижения потерь в распределительных сетях. Именно по этому пути развивается электросетевой комплекс в развитых странах. Вначале технологии интеллектуальных сетей получили развитие в сетях низкого напряжения, а впоследствии – в сетях высокого напряжения [430, 446, 449], в отличие от России, где вопросы развития технологий интеллектуальных сетей в распределительных сетях находятся на втором плане. Область применения данного

механизма сглаживания кривой спроса на электроэнергию – диспетчеризация суточной неравномерности графика нагрузки.

Как самостоятельное решение – изменение режимов работы электроприемников потребителей не может заменить системы аккумулирования, задача которой – обеспечить бесперебойное энергоснабжение при авариях в энергосистеме. Но регулирование спроса на электроэнергию за счет изменения технологических процессов у потребителя и распределенная когенерация совместно с аккумулированием тепловой энергии являются взаимодополняющими технологиями, совместное применение которых эквивалентно таким значительно более капиталоемким решениям, как создание систем аккумулирования электроэнергии на подстанциях сетевых компаний. Совместное применение корректировки технологических процессов потребления электроэнергии и создания распределенной когенерации, работающей по графику электрических, а не тепловых нагрузок, – пример синергии и путь, сфокусированный в перспективе на снижение издержек интеграции ВИЭ в энергосистему и перехода к климатической нейтральности энергетики, а в настоящее время – на уменьшение стоимости энергоснабжения за счет функционирования традиционной энергетики в оптимальных режимах, сокращения спроса на системы аккумулирования и пиковые источники с наибольшим УРУТ на производство электроэнергии.

Аналогичные примеры можно привести в любой области и для большей части электроприемников, которые в ближайшей перспективе будут объединены в рамках интернета вещей.

Целью вертикальной интеграции производителей, сетевой инфраструктуры и потребителей электроэнергии является повышение загрузки генерирующих мощностей, снижения удельных показателей расхода топлива, что должно решаться с помощью потребителя, а он, определяя режимы использования приборов потребления, начиная от электробритвы и холодильника в быту и заканчивая прокатным станом и индукционной печью в промышленности, электровозом на транспорте, выбирает удобные для своих целей режимы потребления. При этом не только рядовой потребитель (домохозяйство), но высококвалифицированный главный энергетик промышленного предприятия не должен быть озадачен технологическими проблемами генерирующих компаний в каждый момент времени. Характер потребления для каждой группы электроприемников должен определяться векторным управляющим параметром, роль которого на первом этапе будет выполнять изменяющаяся во времени цена электроэнергии.

### ***3.4. Координация энергоснабжения и систем жизнеобеспечения***

Интеграция потребителей и производителей электроэнергии предполагает изменение сопряженных с электрообеспечением технологических процессов на основе механизмов, направленных на комплексное использование энергетических ресурсов

для развития систем жизнеобеспечения. Следующие примеры иллюстрируют суть предлагаемого подхода и перспективы развития энергетики в этом направлении.

Как было отмечено выше, значительная часть бытового потребления электроэнергии приходится на холодильники. В обычном домохозяйстве холодильник потребляет ~300 кВт·ч/год электроэнергии [10], что для 90% домохозяйств составляет от 15 до 35% общего потребления. Но если подойти к данной задаче с другой точки зрения, понимая, что потребителю нужен не сам холодильник, а обеспечение сохранности продуктов при постоянной температуре, то логичным является следующее решение. При строительстве жилья следует предусмотреть встроенные в наружные стены камеры для хранения продуктов, оснащенные типовыми промышленно изготавливаемыми системами охлаждения, обеспечивающими постоянную температуру. При расположении камер преимущественно на северной стороне здания для поддержания в них постоянной температуры будет необходимо в среднем за год многократно меньше электроэнергии по сравнению с обычным холодильником, предоставляющим тот же объем и условия хранения. Более того, в период осенне-зимнего максимума нагрузок потребность в электроэнергии будет близка к нулю, и возникнет необходимость подтапливать холодильные камеры для поддержания в них заданной температуры. Учитывая отечественные климатические особенности, данное решение может дать значительно больший эффект по сравнению со странами с теплым климатом. В летний период поддержание температуры будут обеспечивать традиционные решения на основе компрессорной техники. В результате время наибольшего снижения потребления электроэнергии при таком подходе будет в сезонном плане совпадать с прохождением осенне-зимнего максимума, когда спрос на электроэнергию максимальный, а в суточном плане – способствовать переносу наибольшего запаса холода на ночное время суток, когда температура наружного воздуха минимальная. В итоге затраты электроэнергии на получение единицы холода (фригории) будут ниже по сравнению с графиком работы в более теплое дневное время. Данный пример показывает, как к одной и той же проблеме можно подойти с разных точек зрения. Путем координации развития систем, связанных с потреблением электроэнергии, будет обеспечено достижение более значимого результата, чем при решении локальных и фрагментарных задач.

Если перейти к рассмотрению энергетической системы в рамках АК не только с точки зрения выработки электроэнергии, а комплексно – с учетом возможностей выработки тепла, то можно предложить также следующее решение. Не менее 10% пикового потребления электроэнергии в период прохождения осенне-зимнего максимума формируется в результате подтапливания помещений электрическими нагревателями. Так, если обеспечить требуемый температурный график теплоснабжения и решить проблему дополнительного отопления электричеством, то только в Москве по оценкам ОАО «ВНИПИэнергопром» можно сэкономить 2–2,5 ГВт пиковой мощности [303].

Эта проблема в рамках ДК решена не в полной мере. Рассмотрение теплового потребления как равновесной составной части электроснабжения потребителей

выдвигает решение, позволяющее в отопительный период повысить температуру в помещении с меньшими на два порядка затратами электроэнергии, чем при подтапливании электрическими рефлекторами. Так, дополнительные капитальные затраты для обеспечения возможности подключения электрического теплового обогревателя мощностью 2 кВт превышают 300 тыс. руб. (в ценах 2020 г.), что включает строительство генерации 2,2–2,3 кВт (с учетом потерь) и расширение пропускной способности сетей. Альтернативным решением для любого домохозяйства с центральной системой теплоснабжения является интенсификация теплосъема с отопительных приборов: направив на батарею центрального отопления воздушный поток от вентилятора мощностью в 10–20 Вт, можно более чем в 1,5 раза увеличить съем тепловой энергии. Наибольшая эффективность этого способа достигается во время прохождения минимальных температур наружного воздуха и, соответственно, наиболее высокой температуры теплоносителя в системах отопления, когда задача снижения электрических нагрузок наиболее актуальна. Синергический эффект такого способа сокращения потребления электроэнергии при обеспечении комфортных температур в жилых помещениях заключается в снижении температуры обратной сетевой воды, что (кроме уменьшения удельного расхода электроэнергии на транспорт теплоты) ведет к увеличению производства электроэнергии в теплофикационном режиме при нахождении потребителя в зоне действия ТЭЦ. Для бытового потребителя затраты на покупку двух вентиляторов с диаметром лопастей 15–20 см и увеличением теплосъема с радиаторов отопления на 1–3 кВт более, чем в 100 раз ниже системных издержек, возникающих в результате наиболее распространенного и массово применяемого в настоящее время альтернативного решения – электрического обогрева в периоды прохождения минимальных температур наружного воздуха [229].

Приведенный пример соотношения издержек при различных технических решениях на два порядка и более является далеко не единичным. Можно сравнить две альтернативы: утепление фасадов здания и локальное повышение теплоизоляционных свойств стены здания в местах, где существует максимальный перепад температур. Речь идет о точечном решении в том месте, где перепад температур максимальный. Стены, как правило, имеют меньшую толщину под подоконниками за счет ниши для размещения приборов отопления, поэтому можно предложить теплоизолировать поверхности стены внутри помещения за приборами отопления, устанавливая за ними отражательный экран путем проклейки фольгированного пенофола толщиной 3–4 мм отражающей стороной вовнутрь помещения.

Таким образом, наибольший эффект на единицу вложенных ресурсов может быть получен при комплексном рассмотрении энергоснабжения с другими жизнеобеспечивающими системами, при рассмотрении энергетики как системы систем [62].

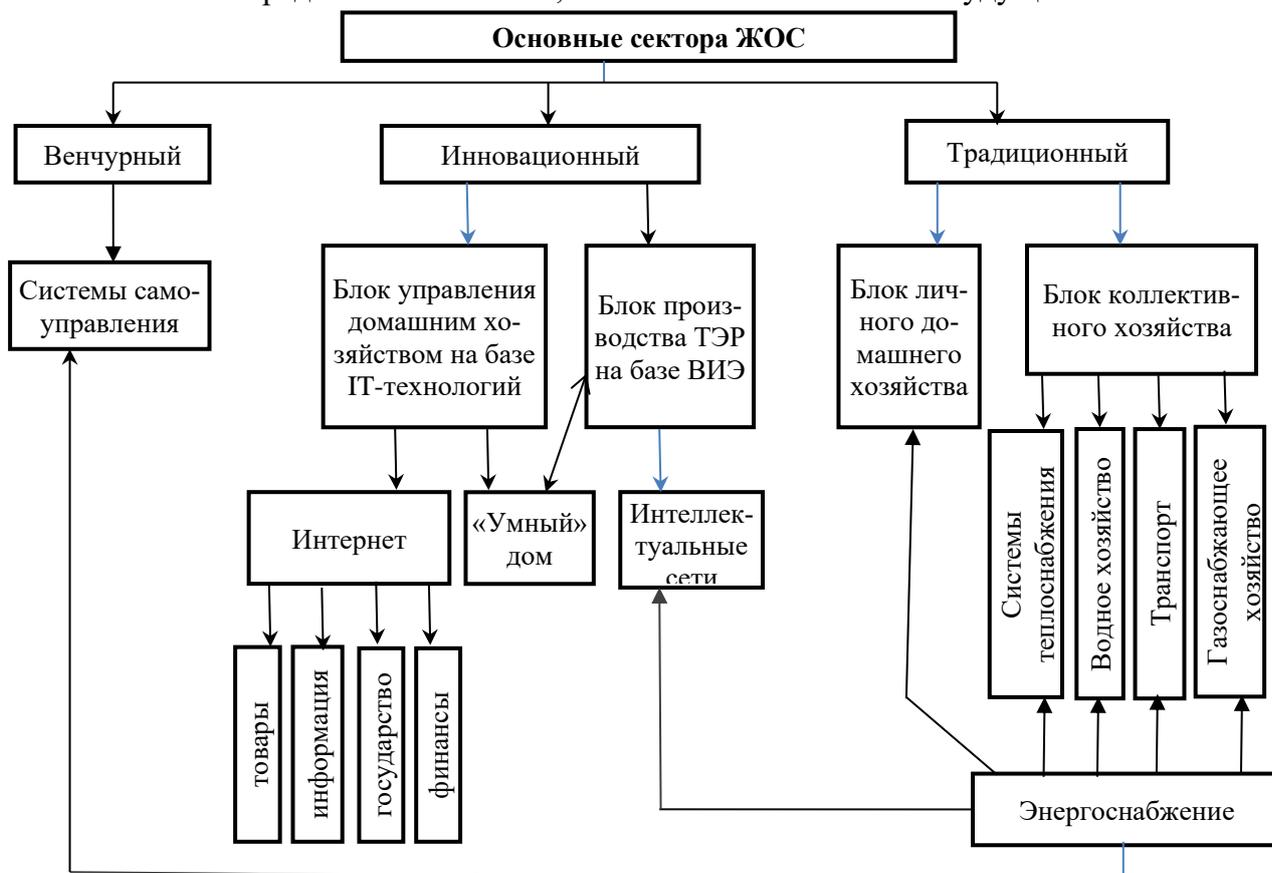
Жизнеобеспечивающие системы, имеющие высокую социально-экономическую значимость, являются приоритетными объектами энергообеспечения. Несмотря на то, что термин «жизнеобеспечивающие системы» встречается в значительном числе

научных публикаций [47, 87, 108, 339], его строгое определение до сих пор отсутствует. Под жизнеобеспечивающими системами (ЖОС) будем понимать всю среду жизнедеятельности человека, обеспечивающую его безопасное и комфортное существование. Понятие ЖОС связано с понятием «качество жизни», изучением которого, в том числе, занимается современная экономика.

Такое расширенное толкование этих понятий крайне важно и соответствует ДК: если в предыдущих вариантах энергетической стратегии целью являлось эффективное использование природных ТЭР для повышения жизнеобеспечения (растущего спроса на энергоносители со стороны экономики и населения и организации энергоснабжения сложившейся структуры энергопотребления), то в перспективе ставится более широкая задача – организация эффективной жизнедеятельности общества за счет инновационного (технологического и структурного) энергетического потенциала страны [63].

Поскольку АК предполагает изменение роли и значения потребителя ТЭР, а также расширение его функций, то, как правило, происходит соответствующая трансформация и ЖОС: появляются новые компоненты, меняются взаимосвязи между ними, происходит общее изменение их структуры.

На рис. 3.3 представлена общая структура ЖОС. ЖОС являются развивающимися системами, в связи с чем в их основе выделяются сектора с различным уровнем использования передовых технологий, в том числе и технологий будущего.



**Рис. 3.3.** Структура ЖОС и ее энергоснабжения

Источник: разработано автором.

Инновационный спектр предполагает использование человеком уже имеющихся современных IT-технологий. В частности – широкое привлечение интернета для получения необходимой информации, приобретения товаров, взаимодействия с органами управления, проведения платежных операций, осуществления инвестиционной деятельности. Реализация этих процессов требует соответствующего энергоснабжения, что предполагает создание систем резервирования на случай аварий в энергосистеме.

Особый блок этого сектора – производство энергетических ресурсов с использованием сочетания традиционных генерирующих источников с технологиями возобновляемой энергетики. В настоящее время все системы коллективного хозяйства, связанные с жизнеобеспечением, хотя и взаимодействуют друг с другом, но их взаимодействие имеет фрагментарный характер. Одной из важнейших задач их рациональной работы является такая гармонизация и координация их функционирования, которая сопровождается синергическими эффектами, в том числе – снижением потребности в ТЭР.

Аналогичная ситуация наблюдается и в коллективном хозяйстве, в развитии ЖОС крупных мегаполисов [31, 82], малых населенных пунктов, среди которых особо значимы системы тепло-, водоснабжения и водоотведения. Недостаточное внимание к повышению эффективности этих систем ведет к росту тарифов на услуги теплоснабжающих организаций и водоканалов. Удельные издержки услуг этих организаций увеличиваются по мере снижения объема предоставляемых ими услуг. Поэтому проблема в первую очередь касается малых городов, поселков городского типа и сельских поселений.

В результате тарифы на услуги тепло-, водоснабжения и водоотведения в малых населенных пунктах растут более высокими темпами по сравнению с крупными городами. Население малых городов переезжает в крупные. Численность населения в малых населенных пунктах продолжает снижаться, объем финансовых поступлений теплоснабжающих организаций и водоканалов уменьшается. Для сохранения необходимой валовой выручки коммунальные организации повышают тарифы на следующий период. Формируется положительная обратная связь, результатом которой является продолжение миграции в крупные мегаполисы и более высокий темп роста тарифов в малых городах по сравнению с крупными [105, 347]. Поэтому необходимо дополнить действующие в настоящее время механизмы повышения эффективности функционирования ЖОС организационно-техническими механизмами, направленными на снижение издержек. А так как в себестоимости услуг ЖОС затраты на электроэнергию составляет значимую долю [43, 86], то далее исследуем решения, направленные на снижение этих издержек.

Регулируя график работы насосов первого подъема и наполнения резервуаров чистой воды (РЧВ) в водоканалах, можно обеспечить частичное выравнивание графика потребления электроэнергии в населенном пункте [224]. Рассматривая перспективы координации технологических процессов водо- и энергоснабжения, можно предложить следующий механизм. Установка резервуаров чистой воды на возвышенности рядом с населенным пунктом позволит перевести работу системы водоснабжения в режим

потребителя – регулятора электроэнергии. Наполнение резервуаров чистой воды в период спада нагрузок приведет к потреблению энергии и уменьшит необходимость разгрузки либо полной остановки генерирующих мощностей. Для типового резервуара чистой воды, обеспечивающего водой небольшое поселение (объемом 500 м<sup>3</sup> при ежедневном сбрасывании 50% накопленной воды), и его наполнении за 6 ч ночного снижения спроса на электроэнергию при его возвышении на 30 м требуется увеличить мощность насосов первого подъема на 20 кВт. Соответственно, для типового резервуара чистой воды при сбрасывании в обычный будний день половины объема в 10 тыс. м<sup>3</sup> в системах водоснабжения крупных городов при его возвышении на 30 м рост электропотребления в период ночного снижения спроса на электроэнергию составит 400 кВт. В свою очередь снизится потребление электроэнергии насосами второго подъема в периоды водоразбора, время которых совпадает с пиковым спросом на электроэнергию.

Предложенный механизм позволит компенсировать снижение электропотребления не только в ночное время. По мере развития ВИЭ ситуации, когда производство ими электроэнергии превышает спрос, а цены на электроэнергию принимают отрицательные значения, станут такими же обычными в России, как и в настоящее время в странах Западной Европы. Вместо развития крайне дорогостоящих систем аккумулирования энергии более предпочтительным является использование возможностей водоканалов корректировать свои технологические процессы.

В итоге эффект от ингрессии водоканалов и энергосистем эквивалентен строительству гидроаккумулирующих электростанций, а ее результатом является получение водоканалом (одним из самых крупных потребителей электроэнергии практически в любом населенном пункте) функций диспетчера работы энергосистемы. Однако в рамках ДК у систем жизнеобеспечения нет оснований для инициирования этого процесса. Для водоканала не является стимулирующим фактором зонная тарификация электроэнергии по времени суток. Действительно, основанием тарифа на следующий отчетный период является необходимая валовая выручка (НВВ). Поэтому, если в отчетном периоде текущего года сумма оплаты электроэнергии будет уменьшена, то на следующий период при утверждении необходимой валовой выручки в региональной энергетической комиссии будет снижен тариф, определяющий будущие финансовые поступления. При этом сам показатель энергоэффективности работы водоканала (удельное потребление электроэнергии на водоснабжение) не изменится. Рассматриваемый механизм не ведет к изменению объема потребления электроэнергии, а только к изменению графика ее потребления. При более тщательном анализе вопроса выяснится, что у водоканала могут возникнуть дополнительные издержки: возможен рост потребления электроэнергии и увеличение износа насосов в связи с усложнением графика их работы, вызванным более частыми включениями. Следует заметить, что в этих условиях невозможно определить задачу регулирования режима работы насосов для интеллектуальной сети, так как технические службы водоканала всегда могут обосновать необходимость поддержания уровня воды в резервуарах чистой воды с повышенной точностью. Задача может

быть решена только в рамках АК при комплексном рассмотрении на основе формирования гармонизированных производственных отношений водоканалов и энергоснабжающих организаций, когда всем сторонам будет невыгодно переходить к оппортунистическому поведению [297]. Механизмом решения такой задачи после перехода на другую систему образования тарифов является плавающая цена на электроэнергию. При изменяющейся с течением времени цены на электроэнергию у водоканала появится заинтересованность увеличить потребление электроэнергии в периоды низких цен. По мере развития ВИЭ такие периоды могут приходиться не только на ночное снижение спроса на электроэнергию, но и на время избыточного производства ими электроэнергии.

Таким образом, отсутствие координации функционирования ЖОС, относящихся к разным ведомствам (энергосистемы и водоканалов), является причиной ситуации, когда потенциал повышения эффективности электроснабжения в рамках ДК не используется. Сегодняшняя система тарифообразования ориентирована на обоснование максимальной необходимой валовой выручки самостоятельного хозяйствующего объекта, что показано на примере водоканала. Регулирование графика потребления электроэнергии на основе изменения работы потребителя находится вне интересов системы тарифов, так как потребитель (несмотря на потребление электроэнергии) не является элементом системы «производство – потребление энергетических ресурсов».

Набор доступных на сегодняшний день технических решений в совокупности с механизмами регулирования потребления энергии позволят снизить спрос на пиковые мощности. Причем существуют технологические возможности достижения одинакового результата (обеспечение требуемого микроклимата у потребителя) на основе множества технологических решений, стоимость реализации которых может различаться в 100 и более раз. И выбор конкретного варианта зачастую объясняется не технологической доступностью, а теми методологическими подходами, на которых построены производственные отношения. Так, в ряде случаев при эквивалентном качестве исполнения одинаковые технологические решения дают совершенно разный системный эффект в зависимости от того, было ли учтено изменение режимов работы смежных систем жизнеобеспечения.

Действительно, синергический эффект программы реконструкции жилого фонда с увеличением теплоизоляционных параметров зданий мог бы состояться не в зоне действия ТЭЦ Москвы, а в муниципалитетах с системой теплоснабжения без комбинированной выработки тепла и электроэнергии – на основе котельных. Аналогично инвестиционные затраты на перевод ТЭЦ Москвы в парогазовый режим было бы целесообразней использовать для перевода котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии в объеме круглогодичной тепловой нагрузки горячего водоснабжения [115]. В свою очередь, переходить к утеплению наружных стен зданий следовало бы в тех зонах теплоснабжения, где переход на комбинированное производство тепла и электроэнергии является нецелесообразным. Задача определения уровня оптимальной теплозащиты наружных элементов зданий [44, 85, 282] должна решаться не только с

учетом климатических особенностей (градусо-суток отопительного периода и т.п.), но и в привязке к конкретной схеме теплоснабжения.

Долгие годы система энергоснабжения города развивалась практически автономно от потребителя. Как для энергосистемы города, так и для ее потребителей (зданий и сооружений) решение об изменении цен на энергетические ресурсы возможно только на основе нового подхода – рассмотрения комплекса «теплоэлектростанция + тепловые и электрические сети + потребитель (здания и сооружения) + окружающая среда» как единой теплоэнергетической системы, несмотря на очевидную противоречивость интересов потребителя и энергопроизводящих компаний [66].

Существует некий рациональный уровень энергосбережения у потребителя, который, с одной стороны, удовлетворяет его как по единовременным капитальным вложениям в энергосберегающие и экологические мероприятия, так и по эксплуатационным затратам, а с другой стороны, обеспечивает достаточные объемы производства энергии и приемлемую структуру ее себестоимости у энергопроизводящей компании. Другими словами, существует целесообразный уровень теплозащиты оболочки зданий, который устраивает потребителя, энергопроизводящие компании и город в отношении последствий сжигания органического топлива для окружающей среды и климата [66]. Причем этот уровень зависит от существующей системы энергоснабжения [229]. Он должен различаться: для зданий, расположенных в местах, где комбинированная выработка тепла и электроэнергии (во всяком случае при текущем уровне технологического развития) нецелесообразна, он должен быть выше, чем для находящихся в зоне действия ТЭЦ. В ряде случаев может оказаться, что большее снижение потребления ископаемых видов топлива достигается при переходе к когенерации по сравнению с утеплением наружных поверхностей стен зданий.

Развитие этой мысли приводит к необходимости создания интеллектуальной сети, охватывающей весь технологический процесс производства и потребления энергетических ресурсов. Причем потребителя необходимо рассматривать не только по отдельному параметру (тепловой энергии, как это было сделано при составлении и реализации программы реконструкции жилого фонда г. Москвы), а по всему комплексу получаемых им ресурсов. Изложенное является следствием теоретического вывода об отсутствии необходимости доводить до совершенства некий отдельный параметр и следует из более общего утверждения А.А. Макарова о том, что «энергетические технологии обычно работают не изолированно, а в комплексах, или системах, где сумма локальных оптимумов не соответствует глобальному. Поэтому важным направлением энергетической науки является исследование и конструирование энергетических систем» [204].

Данное положение подтверждает необходимость комплексного подхода к улучшению теплоизоляционных свойств наружных поверхностей домов, находящихся в зоне действия ТЭЦ. Дорогостоящие мероприятия, связанные с утеплением фасадов домов, проводятся с целью экономии тепла. Однако, если потребление тепла группой потребителей становится меньше производства тепла в теплофикационном режиме, то это

приводит к необходимости генерации электроэнергии в конденсационном режиме и к росту обогрева окружающей среды, либо – к снижению мощности, либо – остановке источника [229]. В итоге, несмотря на значительное сокращение потребления тепловой энергии зданиями, расход первичной энергии в энергосистеме города (в Москве – в основном природного газа) может практически не измениться [66].

Энергетика является одной из самых инерционных отраслей экономики, а жизненный цикл систем энергоснабжения, как правило, превышает период существования большинства технологий. Поэтому при построении систем энергоснабжения следует предусматривать возможность ее развития с учетом новых технологических решений [224]. Так, суммарная мощность всех автомобилей, покупаемых в Австралии за четыре месяца, равняется мощности ее энергосистемы [452]. Для энергетики особый интерес представляет концепция двустороннего использования электромобилей, подразумевающая подключение машины в энергосистему для подзарядки автомобиля и отдачу электроэнергии обратно в сеть (Vehicle to grid concept, V2G, – подключение электромобилей в электрическую сеть). У владельцев автомобилей с технологией V2G будет возможность продавать электроэнергию энергетикам в часы, когда машина не используется, и заряжать автомобиль в часы, когда электроэнергия дешевле.

Ряд спецтехники (машины МЧС, доставки почты, автомобили скорой помощи, поливальная техника, а также машины для уборки мусора и др.), припаркованной в гаражах и выполняющей рейсы по заранее определенным маршрутам, следовало бы перевести в гибридный режим V2G [237]. Задачу резервирования электроснабжения десятков тысяч районных больниц, пожарных частей и т.д. следует решать не при помощи приобретения резервных дизель-генераторов с последующей организацией службы их эксплуатации и далеко не достоверной возможностью запуска в случае необходимости, а в результате перевода спецтехники муниципалитетов в режим V2G. Такая постановка вопроса не может быть правомочной в рамках ДК, предполагающей улучшение экономических показателей самостоятельно функционирующих объектов и независимое развитие ЖОС.

Таким образом, путь координации развития энергетики и жизнеобеспечивающих систем, связанных с потреблением электроэнергии, заключается не в модернизации отдельных технологий и оборудования, а в пересмотре концепции развития и создании нового, инновационного по характеру технологического базиса энергоснабжения. Его задача – обеспечить значительно более полное удовлетворение требований потребителей путем существенного изменения физических и технологических характеристик и функциональных свойств всех компонентов энергетической системы [76]. Данный вывод подтверждает корректность применения по отношению к энергетике более общего утверждения о том, что потенциал роста эффективности на 50–75% большинства производственных процессов заложен в управлении инновациями на предприятии [39, 40, 307].

В итоге «проблема развития отечественной электроэнергетики выходит за рамки отраслевой задачи и может рассматриваться как национальная инновационная

программа во взаимодействии с другими национальными проектами и программами» [76]. Совместное развитие ЖОС на базе концепции интеллектуальной сети, включающей тепло-, газо- и водоснабжение, парк электромобилей и т.д. «как элемента инновационной инфраструктуры, обеспечит формирование долгосрочного вектора развития, свяжет научные исследования и разработки, бизнес-проекты, общественные и государственные интересы. При этом через 10–15 лет Россия, развивая отдельные направления в науке и технике, не объединенные системным подходом, сможет обладать определенным набором современных технологий, которые, однако, будут с успехом решать отдельные задачи, но не позволят обеспечить решение системных задач развития энергетического комплекса на мировом уровне» [76].

Возникла необходимость не только и не столько замены с последующей утилизацией и ликвидацией после отработанного энергетического оборудования на такое же новое, сколько качественной модернизации всех отраслей энергетики. Современное состояние российской энергетики определяется двумя ключевыми особенностями: предельным износом инфраструктуры. А это означает, что сроки начала создания новой энергетики практически совпадают с массовым выбытием из строя энергооборудования и необходимостью перевода энергетики на качественно более высокий уровень развития, вытекающий из требования конкурентоспособности российской экономики при ее интеграции в мировую [270]. Поэтому именно сейчас востребовано определение очередности приоритетов, связанных с восстановлением энергоэффективности систем жизнеобеспечения Российской Федерации и модернизацией основных фондов, в том числе и энергетических [90, 146].

Задача повышения эффективности использования энергетических мощностей предполагает переход к новым требованиям в энергопотреблении на этапе проектирования любого промышленного и жилищно-коммунального потребителя. Заложенные на первоначальном этапе разработки технологических процессов возможности регулирования электропотребления в зависимости от плавающей цены электроэнергии позволят в наибольшей мере реализовать преимущества интеллектуальных сетей. Как было показано на примере самого электроемкого в любом муниципальном хозяйстве потребителя – системы водоснабжения, это потребует новых подходов на этапе составления соответствующих программ социально-экономического развития не только муниципальных образований, но и регионов, а впоследствии – основ проектирования и организации производственных процессов на объектах муниципальной инфраструктуры. Далее в качестве иллюстрации данного утверждения исследуем возможности совместного развития газо- и электроснабжения, а также теплоснабжения и утилизации твердых бытовых отходов (ТБО).

Примером нереализованного потенциала снижения затрат на энергоснабжение в результате оптимизации ЖОС является координация программ газификации и развития электроснабжения населенных пунктов Российской Федерации [235]. В Российской Федерации разработаны и проводятся в жизнь федеральные программы развития

электроснабжения и газификации страны. Рассмотрение некоторых аспектов указанных программ позволяет настаивать на целесообразности их увязки. Для энергоснабжения малых населенных пунктов следует отказаться от протяженных (до 70 км) малонагруженных (средняя мощность потребления до 10 кВт) ЛЭП среднего напряжения (6–10 кВ) в пользу создания поселковых энергоисточников на базе привозного сжиженного или компримированного природного газа, поставка которого предусмотрена программой газификации страны.

Электрические сети страны являются крупнейшей сетевой инфраструктурой, которая покрывает всю заселенную часть страны; их назначением является электроснабжение всех потребителей вне зависимости от объемов потребления электроэнергии.

Сохранение сложившейся структуры локальных электрических сетей и построение аналогичной сети трубопроводов – тупиковый путь развития энергоснабжения страны. При сохранении существующей системы электроснабжения надежность трубопроводного газоснабжения во многом будет определяться надежностью снабжения электроэнергией (электропривод компрессоров, автоматика управления, безопасность). Число аварий на 1000 км/год трубопровода в системе газоснабжения значительно меньше, чем на ЛЭП: 0,5–1,5 на газопроводах; 9,5 – во внутригородских газовых сетях; 61 – на кабельных внутригородских линиях электропередач (6–10 кВ); 0,8–15 – на линиях электропередач; 260–820 – в теплосетях [131]. При сравнении числа аварий на 1000 км кабельных внутригородских ЛЭП 6–10 кВ в год с числом аварий внутригородских газовых сетей становится ясно, что при прокладывании и тех, и других в грунте на ЛЭП происходит 30 аварий, а в газовых сетях 9,5 [217], число же аварий воздушных ЛЭП составляет 4–20 [275].

Электро- и газоснабжение удаленных малых потребителей на базе разветвленных распределительных сетей электроэнергии и газа одинаково невыгодно обоим поставщикам. Предложением является повышение эффективности энергоснабжения за счет ингрессии двух в настоящее время независимых направлений: газификации и электроснабжения путем гармонизации интересов поставщиков энергетических ресурсов. При выполнении программы газификации создание у нового (в первую очередь малого) потребителя газа типового индивидуального источника производства электроэнергии на появившемся газовом топливе позволит резко повысить надежность энергоснабжения и исключить затраты, связанные с эксплуатацией «магистральных» электросетей с напряжением 6–10 кВ.

В населенном пункте следует установить полностью автоматизированное электрогенерирующее оборудование, рассчитанное исходя из потребности данного поселения с необходимым объемом и структурой резервирования. Обслуживание электрогенерирующего оборудования должно осуществляться централизованной эксплуатационной организацией. Распределение электроэнергии можно осуществлять по существующим внутрипоселковым сетям [235].

Сравним два варианта электроснабжения типового потребителя мощностью 100 кВт, удаленного на расстоянии 10 км от существующей линии электропередачи. Согласно Стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750 кВ», стоимость строительства одноцепной высоковольтной линии переменного тока с напряжением 6–10 кВ составляет 700 тыс. руб./км (в ценах 2012 г.) [11, 12]. Учитывая фактическое расположение, территориальные коэффициенты регионов, где реально возможно создать предлагаемую децентрализованную энергетику, стоимость высоковольтной линии длиной 10 км составит более 7 млн руб. без расходов на подсоединение к ЛЭП и других дополнительных затрат (на проектно-изыскательские работы, учет районного коэффициента и др.).

Удельная рыночная цена электростанций на газовых двигателях внутреннего сгорания мало зависит от его единичной мощности в диапазоне от 1,6 до 1500 кВт и составляет 20–25 тыс. руб./кВт (в ценах 2020 г.). Проектные, строительные, пуско-наладочные работы (без стоимости выполнения технических условий для параллельной работы с сетью) и резервирование увеличат это значение до 50–65 тыс. руб./кВт. Таким образом, капитальные затраты, необходимые для строительства 10 км ВЛ-10 практически эквивалентны созданию малой типовой электростанции с установленной мощностью в 160–200 кВт. Фактически при средней удаленности малых потребителей более чем на 10 км., целесообразности 50% резервирования (установка трех агрегатов мощностью 50% от максимального потребления) и учете конкретных требований каждого малого потребителя предлагаемое решение представляется вполне привлекательным [235].

Другими словами, вместо прокладки новых, вненормативных (длиной более 10 км) и восстановления изношенных электрических сетей в рамках АК целесообразно перейти к созданию поселковых децентрализованных источников электроэнергии, что дополнительно может послужить определенной защитой от вандализма и воровства как основного оборудования (проводов), так и электроэнергии, относимых в настоящее время к коммерческим потерям и зачастую превышающих технологические потери.

Предлагаемый механизм становится еще более актуальным после ввода в действие стандарта “Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций” [8], согласно которому любое получение технических условий на увеличение потребления электроэнергии и/или строительства энергоисточника при расположении заявителя дальше 5 км от подстанции высокого напряжения требует перевода ЛЭП с 10 на 35 кВ, а при дальности более 20 км – на напряжение 110 кВ. Стоимость выполнения подобных технических условий переведет в разряд убыточных практически любой проект развития промышленности, сельского хозяйства, а также создания распределенной энергетики в российской глубинке.

Предлагаемый механизм повышения эффективности системы энергоснабжения легко адаптировать к изменению объемов потребления. При увеличении числа жителей в населенном пункте существует возможность повысить мощность как путем

наращивания числа энергоустановок, так и за счет замены энергоисточников новыми, более высокой единичной мощности. Аналогично при уменьшении потребности в энергии замена энергоисточников на меньшую единичную мощность позволит избежать необходимости работать в нерасчетных режимах с повышенными удельными расходами топлива [235]. В обоих случаях инфраструктура остается практически неизменной, но формируется система, обладающая гибкостью и возможностью адаптации к потребителю, что определяет условия для ее уверенного развития в будущем.

В результате осуществляемая в Российской Федерации программа газификации должна не просто привести к появлению газового топлива в малых населенных пунктах, но и стать основой преобразования системы электроснабжения, резко повышающей надежность электроснабжения при одновременном снижении затрат. Создание изолированных работающих поселковых систем электроснабжения позволит отказаться от недопустимо дорогих протяженных и малозагруженных ЛЭП среднего напряжения, расположенных в малонаселенных районах страны [235].

Следующей иллюстрацией интеграции систем жизнеобеспечения является координация переработки твердых бытовых отходов и теплоснабжения. Применяемые сегодня технологии переработки ТБО обеспечивают только частичное решение проблем, возникающих в жилищно-коммунальном хозяйстве [255]. Предварительная сортировка, позволяя вернуть в хозяйственный оборот ряд ценных компонент, предполагает накопление остатков, не представляющих коммерческого интереса, на полигонах или их сжигание. В результате термической переработки ТБО на мусоросжигательных заводах образуются шлаки и золы уноса, в состав которых входит недожог органической части. Их масса составляет 20–45% первоначальной массы ТБО. Захоронение полученных продуктов сжигания на полигонах приводит к постепенному растворению ряда компонент зольной части и их последующее просачивание в грунтовые воды. Нерешенным является вопрос прекращения проникновения в водный бассейн растворимых компонент минеральной части ТБО. Действующие технологии термической переработки ТБО не предусматривают получения нерастворимой в воде несгоревшей минеральной части со стабильными свойствами. Ее состав изменяется с каждой новой порцией ТБО. Не меньшей проблемой является очистка уходящих газов, в том числе от диоксинов и фуранов, образующихся при термической переработке ТБО. Решение этой проблемы можно найти на основе термической переработке ТБО с использованием технологии плавки в жидкой ванне. Особенность этой технологии состоит в гораздо более низком (на пять порядков по сравнению с технологиями прямого сжигания ТБО) содержании диоксинов и фуранов, что подтверждено испытаниями, проведенными в 1991 г. Рязанском опытно-экспериментальном металлургическом заводе (РОЭМЗ) Института ГИИЦВЕТМЕТ под руководством Академии коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова. Содержание 2,3,7,8-тетрахлородибензо-пара-диоксина (ТХДД) составило  $(0,5–1,0) \cdot 10^{-17}$  г/м<sup>3</sup> при норме ПДК  $2,12 \cdot 10^{-12}$  г/м<sup>3</sup> [215].

Остановимся на энергетической составляющей переработки ТБО методом плавки в жидкой ванне. В результате избыточного строительства новых электростанций удельная выработка на киловатт установленной мощности в энергосистеме снизилась по сравнению с 1990 г. В электроэнергетике проблемой является не недостаток мощностей, работающих в базовом режиме, а покрытие пиковых нагрузок [236], что не может быть достигнуто на основе термической переработки ТБО в силу невозможности регулировать графики выдачи мощности электростанциями мусоросжигательных заводов. Поэтому генерация электроэнергии за счет термической переработки ТБО предусматривает содержание пиковых источников электроэнергии.

Соотношение тепловой и электрической энергии, производимой при термической переработке отходов, крайне велико: тепловая мощность Мусоросжигательного завода № 2 ГУП «Экотехпром» до его консервации в 2015 г. составляла 46 МВт (40 Гкал/ч), а электрическая – 2 МВт. Столь низкий коэффициент преобразования полученного тепла в электроэнергию (менее 5%) едва ли является прорывным решением в XXI в. Оценки показывают, что при термической переработке всего текущего объема ТБО с такой энергетической эффективностью в России можно выработать не более 450–500 МВт электроэнергии в базовом режиме, а это не является значимой величиной для повышения надежности работы отечественной энергосистемы.

В силу климатических особенностей в Российской Федерации на теплоснабжение расходуется в 1,5 раза больше первичного топлива, чем на генерацию электроэнергии. В связи с этим остановимся далее на утилизации попутного тепла термической переработки ТБО методом плавки в жидкой ванне на цели теплоснабжения на типовых промышленных котельных, а не на производстве электроэнергии, как это предлагается делать в рамках ДК на основе ДПМ ТБО (инвестиционных проектов строительства (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления в соответствии с пунктом 249 «Правил оптового рынка электрической энергии и мощности», утвержденных постановлением Правительства РФ от 27.10.2010 № 1172). При этом возмещение капитальных затрат на производство электроэнергии от сжигания ТБО через механизм ДПМ составляет 379 тыс. руб. на 1 кВт установленной мощности, что, например, в 30 раз выше, чем у отобранных проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (12 100 руб.) [362]. По экспертным оценкам, в структуре затрат на строительство электростанции на основе сжигания ТБО с использованием технологии плавки в жидкой ванне до 50–55% приходится на силовую электрическую часть (энергетические котлы, турбина, генератор, система выдачи мощности, система охлаждения), 30–35% – на инфраструктуру (коммуникации, здания и сооружения) и 15–20% – непосредственно на систему топливоподачи и саму ванну. Поэтому для снижения темпа роста стоимости электроэнергии следует использовать ТБО для замещения топлива при теплоснабжении. В результате можно снизить потребление топлива для производства тепла на 10–12%.

Производительность печи с площадью зеркала ванны в 6 м<sup>2</sup> на подогретом воздушном дутье составляет 25–30 тыс. т ТБО в год, что соответствует потребностям в утилизации мусора в микрорайоне с населением 80–90 тыс. человек. Данный размер печи целесообразно выбрать в качестве типового унифицированного тиражируемого оборудования. Проблема эпизодического снижения теплотворной способности ТБО решается добавлением накопленных иловых осадков. Их влажность после нескольких сезонов хранения под открытым небом снижается до 30% [253].

Сжигание иловых осадков с последующей выработкой электроэнергии, как это происходит на станциях аэрации Люберецких очистных сооружений Москвы, на Центральной станции аэрации Санкт-Петербурга, не является значимым для энергоснабжения этих мегаполисов и удовлетворяет менее 0,1% их потребностей. При этом вопросы утилизации золы, получаемой при сжигании илов, остаются нерешенными, как и при применяемых сегодня технологиях термической переработки ТБО. В результате использования ТБО и накопленных иловых осадков в качестве топлива для производства стройматериалов без увеличения тарифов на утилизацию ТБО возможна их термическая переработка при соблюдении экологических требований. Дополнительными источниками прибыли становятся нереализуемые сегодня возможности, а именно – извлечение цветных, редких и драгметаллов из ТБО; получение материалов для строительной и дорожных отраслей; использование попутного тепла для теплоснабжения.

### ***Выводы к главе 3***

1. Объектом альтернативной концепции развития электроэнергетики является новая система, включающая в результате ингрессий участников единого технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов». Новая совокупность элементов, закономерно связанных в единое целое, обладает свойствами, отсутствующими у образующих ее элементов. В АК осуществляется постоянный процесс управления спросом и предложением на основе современных технологий интеграции секторов производства и потребления энергии, что обеспечивает более эффективное использование производственных мощностей электроэнергетики в отличие от ДК, опирающейся на такое автономное функционирование данных секторов, при котором объемы производства энергетических ресурсов определяются спросом, экзогенно задаваемым сектором потребления. Механизмом регулирования графика потребления электроэнергии является плавающая цена на электроэнергию.

2. Согласно АК, потребитель становится ключевым элементом технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов», который в формате АК формирует в одном лице потребителя, производителя и менеджера, балансирующего процесс производства и потребления. Его функция потребления дополняется новой функцией – участием в диспетчеризации функционирования энергосистемы путем:

1) управления спросом на основе применения современных цифровых технологий, интеллектуальных коммуникационных сетей, новых технологий аккумулирования энергии;

2) производства энергоресурсов на базе локальных источников;

3) комбинирования традиционных видов производств с технологиями использования ВИЭ.

3. В связи с низкой результативностью действующих в настоящее время механизмов требуется дополнить их системой организационно-технических механизмов. Результатом их совместного действия является рост структурной устойчивости, который проявляется в высвобождении и последующем использовании не реализуемых ранее резервов снижения издержек и повышения эффективности энергоснабжения.

4. При переходе к развитию электроэнергетики на основе предложенных в АК положений синергический эффект достигается не только на микроэкономическом уровне (координация потребителей электроэнергии и энергосистемы, распределенной и централизованной энергетики), но и на уровне мезоэкономики – при взаимодействии систем жизнеобеспечения. Обосновано, что для использования возможностей снижения издержек энергоснабжения в России следует координировать развитие электроэнергетики и систем жизнеобеспечения, не допускать их независимого функционирования. Показаны возможности снижения капитальных затрат энергоснабжения малых населенных пунктов на основе газификации без необходимости поддержания незагруженных электрических сетей в результате совместной реализации программ газификации и развития электроснабжения и выполнения функции регулирования работы энергосистемы водоканалами. Рассмотрен новый подход к термической переработке ТБО и накопленных иловых осадков с использованием их теплотворной способности для производства тепла.

## ГЛАВА 4. КООРДИНАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ И ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

### *4.1. Дополнение энергосистемы распределенной энергетикой и возобновляемыми источниками энергии*

В предыдущей главе были рассмотрены методологические основы повышения эффективности производственных систем энергетики как в результате интеграции по вертикали в рамках производства и потребления электроэнергии, так и координации развития ЖОС: электро-, газо-, водоснабжения, развития транспорта, переработки бытовых отходов. Дальнейшее повышение роли потребителя в диспетчеризации функционирования энергосистемы предполагает переход к выработке у него электроэнергии. Большинство потребителей электричества 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. Так как передача тепловой энергии на большие расстояния сопряжена со значительно большими потерями по сравнению с электрической, то тепловые источники расположены рядом с потребителями. Рассмотрим далее основные закономерности в развитии распределенного и централизованного производства электроэнергии в контексте перспектив координации тепло- и электроснабжения.

Несмотря на то, что распределенная энергетика в России активно развивается, о чем свидетельствуют объемы и динамика покупок электрогенераторов, она не имеет четкого определения. Устоявшаяся точка зрения в данном вопросе отсутствует. Одно из предлагаемых определений состоит в следующем: «распределенная энергетика – это энергогенерирующие установки относительно небольшой мощности (от долей до нескольких десятков мегаватт), создаваемые для нужд конкретного потребителя. Объекты распределенной 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 распределенной энергетики, лежат в области возобновляемой и альтернативной энергетике» [360].

Подобная точка зрения мотивирует независимых хозяйствующих объектов развивать собственную автономную генерацию и определять работу генераторов по своему графику без выхода за пределы объекта. Это приводит к потере преимуществ ЕЭС, делает невозможным участие распределенной энергетике в диспетчеризации функционирования энергосистемы и противоречит мировой тенденции – росту интеграции распределенной энергетике в существующую систему энергоснабжения.

В тоже время распределенную энергетику от других электростанций за рубежом отличает единый уровень напряжения производства и потребления электроэнергии. Если источник подключен на стороне потребителя, то он относится к распределенной энергетике. Как следствие отсутствуют барьеры для интеграции объектов распределенной энергетике в распределительные сети. Производство электроэнергии развивается на стороне потребителя, распределенная энергетика работает совместно с сетью, а не на выделенную нагрузку [8, 248].

Таким образом, параметром, отличающим распределенную энергетику от традиционной большой, 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, снизив тем самым потребление из внешней сети, когда это является экономически целесообразным (в том числе с учетом механизмов государственной поддержки). Поэтому далее под распределенной энергетикой понимаются 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 [112, 439]. Ключевым в этом определении является расположение источника на стороне нагрузки, т.е. интеграция генератора в состав электротехнического комплекса и системы потребителя, независимо от наличия [349] или отсутствия возобновляемых источников в составе генерирующих мощностей [115].

В таком понимании распределенной энергетике становятся излишними ограничения как по мощности источников, так и по их составу. Соответственно, становится излишним понятие «малая энергетика». Так, выработку 150–180 МВт на территории металлургического или химического комбината следует отнести к распределенной энергетике. Однако Стандарт РАО ЕЭС 2008 г. «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций» [8] так 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 [115]. Условия данного стандарта являются более жесткими по сравнению с аналогичным документом. Пример Новой Зеландии [458]: генераторы мощностью до 5 МВт экономически и технически целесообразно подключать на напряжение 10 кВ, генераторы мощностью до 20 МВт – на 33 кВ, и только при более высоких мощностях целесообразно работать с сетями 110 кВ и более [347].

Таким образом, регламент создания трансформаторной подстанции для подключения мощностей более 2,1 МВт к сетям 33 кВ, а мощностей более 9,3 МВт – к сетям 110 кВ является серьезным сдерживающим фактором развития распределенной энергетике. Например, согласно «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ» (2013 г.), капиталовложения только в

трансформаторную подстанцию 110/10 кВ (без учета линий электропередач) составляют более 64 млн руб. в ценах 2013 г.

Таким образом, АК предполагает различные подходы к распределенной и децентрализованной энергетике. Задача децентрализованной энергетике – обеспечить надежное энергоснабжение автономных потребителей без связи с энергосистемой и соответственно – возможности резервирования от нее. В отличие от этой задачи для распределенной энергетике первоочередным является снижение издержек энергоснабжения [112, 115].

В итоге если для децентрализованной энергетике ключевым фактором является надежность энергоснабжения, то для распределенной энергетике – экономическая эффективность. А ее показатели могут широко варьировать. Можно создать условия, при которых распределенная энергетика повышает надежность и качество энергоснабжения. Тем самым будет повышаться и структурная устойчивость энергосистемы. А можно продолжать развитие объектной компоненты тетрады, когда каждый объект будет продолжать повышать рентабельность своей деятельности. Распределенная энергетика будет и далее использоваться наиболее эффективно ее собственниками путем работы на постоянную нагрузку, усиливая неравномерность графика спроса.

Развитие распределенной энергетике является путем снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. На распределительные сети приходится не менее 60 из 9% потерь, возникающих при передаче электроэнергии [350]. В результате обеспечения в распределительных сетях баланса реактивной мощности можно уменьшить потери в них в общих потерях электроэнергии на 40%. Итоговый вклад в снижение потерь в сетевой инфраструктуре будет не менее 24%, что составляет, как минимум, 2% объема производства электроэнергии. При этом наибольшее сокращение будет достигнуто там, где доля промышленного потребления незначительная и, соответственно, потери в сетях в настоящее время выше [350].

Оценка потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах показывает, что при каждом изменении напряжения, потери реактивной мощности составляют приблизительно 10%. Сам факт доставки потребителям реактивной мощности из энергосистемы по распределительным сетям является неоправданным явлением. Поэтому без участия потребителей в компенсации собственного потребления реактивной мощности невозможно обеспечить технически и экономически обоснованный баланс реактивной мощности в энергосистеме [99, 257]. Согласно расчетам, 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 [137].

Одним из технологических решений, на основе которого можно достичь гибкого управления режимами распределительных сетей, является создание распределенной энергетике на основе синхронных генераторов [224]. 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 компенсировать реактивные мощности в распределительных сетях и увеличить пропускную способность сетевой инфраструктуры на 30–40%. Компенсация реактивной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснована и практически используется при оптимизации электроснабжения промышленных предприятий [65, 343], но регулирование токов возбуждения синхронных машин в распределительных сетях населенных пунктов [224] является не в полной мере решенной задачей. Установка синхронных компенсаторов производится не только с целью снижения потерь электроэнергии, но и с целью повышения устойчивости режимов работы энергосистемы [137, 138]. В результате распределенная энергетика будет выполнять новую функцию: повышать устойчивость работы энергосистемы в отличие от максимизации производства электроэнергии каждым генератором за счет их работы на выделенную нагрузку с наиболее постоянным профилем потребления.

При рассмотрении задач координации развития распределенной и централизованной энергетика возникает вопрос о возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). На начальном 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 распределенной энергетике без выделения децентрализованных источников. Доля ВИЭ среди новых энергетических мощностей в мире постоянно растет. Но процесс развития возобновляемой энергетика не является самоцелью. Согласно многочисленным работам, выполненным в рамках «Концепции устойчивого развития», принятой за основу при составлении Киотского протокола, а впоследствии – и 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 и постепенный переход к климатической нейтральности [42, 204, 286, 313, 332, 359]. По сути, Киотский протокол отражает долгосрочную тенденцию развития отечественной энергетической школы Е.П. Велихова, В.А. Кириллина, А.А. Макарова, Л.А. Мелентьева, В.П. Проценко, А.Е. Шейндлина и др. – повышение эффективности использования энергетических ресурсов [69, 203, 212, 214, 270, 293, 309, 328, 373].

Рассмотрим ВИЭ и сравним снижение их негативного воздействия на среду обитания человека ВИЭ с другими технологическими решениями. В настоящее время при обсуждениях проблем малой энергетика с единых позиций рассматривается создание распределенной энергетика на основе как возобновляемых, так и невозобновляемых источников. Помимо этого, ставится дополнительная задача – вовлечь в топливно-

энергетический баланс местные виды топлива [364]. Для решения этих задач необходимы различающиеся подходы.

Развитию ВИЭ уделялось больше внимания по сравнению с другими направлениями распределенной энергетики [46]. Согласно ФЗ № 35 «Об электроэнергетике» от 26.03.2003, к ВИЭ относится энергия солнца, ветра, воды (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, а также – энергия приливов, волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей. К ВИЭ отнесена низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, а также биомасса, включающая специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья. К ним же относят 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 [13]. 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, узколокализованные ресурсы для развития возобновляемой энергетики, требуется их приоритетное использование. Таким примером является применение шахтного метана 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. 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 [404]. Это объясняет общую тенденцию последних десятилетий – замену угля на газ во всех странах, где появляется такая возможность.

В отношении Российской Федерации «можно утверждать, что уголь как топливо для электростанций конкурентоспособен по отношению к газу только при отсутствии последнего» [329]. Экологический ущерб, возникающий при сжигании угля в некоторых случаях в несколько раз превышает стоимость топлива [286]. 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 Л.А. Мелентьевым [213].

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. 4.1 представлены данные о частоте содержания кадмия, ванадия и свинца в волосах мужчин на основе обработки 237 анализов [135]. Данные элементы выбраны потому, что при сжигании жидких нефтепродуктов их содержание в уходящих газах без соответствующих систем очистки значительно превосходит предельно допустимые концентрации.

В Якутске и южных районах, где основным энергоносителем является газ, а также в Вилюйской группе районов, энергоснабжение которой основано на комплексе ГЭС на реке Вилюй (суммарной действующей мощностью 1008 МВт) [341], «частота повышенного содержания указанных элементов в волосах населения незначительная. В полярных и центральных районах Республики Саха (Якутия)» [135] рассматриваемые показатели значительно выше. Энергоснабжение этих районов обеспечивается нефтепродуктами, углем и дровами.

**Таблица 4.1**

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

Элемент	Полярные районы <i>n</i> = 16	Вилюйская группа районов <i>n</i> = 152	Южные районы <i>n</i> = 33	Центральные районы <i>n</i> = 16	Якутск <i>n</i> = 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

Источник: [135].

Таким образом, приближение источника к потребителю и расширение применения угля являются взаимно исключаящими посылками. Если предположить справедливость точки зрения, что цель развития ВИЭ заключается в сокращении экологического ущерба от использования невозобновляемых источников и снижение эмиссии парниковых газов, то ее проблематично совместить с задачей увеличения доли угля в топливно-энергетическом балансе. Этот вывод подтверждает динамика развития угольной энергетики в Северной Америке и странах Европы. Такая постановка вопроса крайне актуальна для России, где, с одной стороны, предполагается опережающее развитие ВИЭ [45, 308, 330], а с другой – стимулирование внутреннего потребления угля [184, 269].

Поэтому вектор развития угольной промышленности следует переориентировать с роста количественных показателей – увеличения добычи угля – на создание углехимических комплексов для его глубокой переработки [103, 109, 117, 348]. Отличительной чертой угольной отрасли является ее высокая инерционность. Время от принятия решения до завершения проектов комплексного использования угля превышает пять, а в некоторых случаях – даже 15 лет. Неиспользование сегодняшнего окна возможностей является ошибочным решением, особенно в условиях, когда стоимость

производства электроэнергии ВИЭ становится все более конкурентоспособной по сравнению с угольными станциями [298, 435].

У солнечных и ветровых электростанций коэффициент использования установленной мощности ниже по сравнению с традиционной энергетикой. ЧЧИМ ВЭС в мире составляет 1850–1950 ч/год, СЭС 900–1100 ч/год. Увеличение доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии создает 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 [272]. Развитие распределенной энергетики на основе как ветровых, так и солнечных источников предполагает развитие систем аккумулирования и/или резервирования энергоснабжения [205]. Ветровые и солнечные станции не могут выполнять функции массовых децентрализованных источников. Действительно, обеспечить надежность автономного энергоснабжения (особенно с учетом климатических особенностей российских территорий, не покрытых ЕЭС) можно только на основе предсказуемо стабильно работающих источников. А такими могут быть дизель-, газотурбинные, газопоршневые установки и т.д., причем они должны также обладать необходимым уровнем резервирования. В регионах с децентрализованным энергоснабжением из ВИЭ на основе ветра и солнца может отводиться роль источника, задачей которого является снижение расходов топлива при существующем децентрализованном энергоснабжении.

С другой стороны, в условиях Российской Федерации существует значительный, но не в полной мере реализованный потенциал роста эффективности энергоснабжения и снижения выброса парниковых газов за счет замены отдельного производства тепла и электроэнергии когенерацией. Данный факт является особенно актуальным для гармонизации развития традиционной и распределенной энергетики, в том числе и на основе ВИЭ.

Более высокую экономическую эффективность вложений в снижение потребления ископаемых видов топлива в России в случае развития когенерации по сравнению с развитием ВИЭ иллюстрирует сравнение капитальных затрат двух вариантов.

Первый – выработка электроэнергии на основе ВИЭ. Для снижения расхода топлива на 1 т у.т. на ТЭС при удельном расходе топлива в 312 г у.т./кВт·ч [161] необходимо выработать на ВИЭ 3,2 тыс. кВт·ч. Если ориентироваться на среднемировой ЧЧИМ ВЭС (1870 ч/год), то для этой цели понадобится 1,71 кВт установленной мощности ветровых электростанций.

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 [309]. Данные объемы значительно меньше среднего расхода топлива в

энергосистеме (312 г у.т./кВт·ч). В итоге при выработке электроэнергии в режиме когенерации происходят замещение ее производством на ТЭС. Причем экономия достигает 150 г у.т./кВт·ч. Фактически экономия оказывается бóльшей, так как не учитываются потери в энергосистеме при передаче электроэнергии от ТЭС потребителю, в то время как распределенная энергетика не предполагает потерь электроэнергии на трансформацию напряжения.

Круглогодичное потребление тепла предусматривает возможность работы когенерационной установки не менее 5000 ч/год. Итак, для решения искомой задачи – экономии 1 т у.т. традиционных невозобновляемых источников в год – необходимо провести надстройку котельных когенерационным оборудованием общей мощностью 1,33 кВт.

Капитальные затраты на строительство ВЭС неуклонно снижаются, но все еще выше, чем на проекты на основе газопоршневых или газотурбинных установок. Например, капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности ВЭС в США в 2016 г. составили 1560 долл. США [238], что на 30–40% выше капитальных затрат на установку 1 кВт установленной мощности газопоршневых электростанций. Поэтому капитальные затраты для достижения эквивалентного экологического эффекта будут в ВЭС в 2–3 раза выше, даже при условии увеличения их ЧЧИМ в России до среднемирового уровня. 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 энергетике в рамках ДК необходимо создавать системы резервирования или аккумулялирования энергии мощностью, равной мощности ВИЭ [205], что ведет к удорожанию проектов их развития на десятки процентов.

Таким образом, в настоящее время ключевым моментом перехода к климатической нейтральности и координации развития централизованной и распределенной энергетике является высвобождение резерва снижения негативного влияния на окружающую среду в результате уменьшения потребления топлива не путем строительства солнечных или ветровых парков, а в результате первоочередного развития распределенной энергетике, позволяющей выравнять графики спроса на электроэнергию. Поэтому «учитывая ограниченность инвестиций, следует твердо установить абсолютный приоритет строительства наиболее дешевых тепловых электростанций с предельно малым сроком их сооружения» [329]. АК направлена не на стимулирование ВИЭ за счет механизмов, аналогичных договорам предоставления мощности, а на трансформацию российской энергосистемы для приема электроэнергии, вырабатываемой в зависимости от природных условий, по мере достижения возобновляемыми источниками уровня бездотационного производства электроэнергии.

Принимая во внимание высокие удельные капитальные затраты на реализацию проектов разработки возобновляемых источников перспективным является развитие менее капиталоемких объектов распределенной энергетике. Введение в Российской

Федерации мер стимулирования ВИЭ за счет других энергопроизводителей приведет к дополнительному росту стоимости электроэнергии.

Таким образом, в ближайшие 10 лет массовое развитие ВИЭ в России (более чем на 1%/год от потребления электроэнергии в стране) нецелесообразно по следующим причинам.

Снижение потребления топлива и уменьшение эмиссии парниковых газов в результате работы ВИЭ возможно с меньшими капитальными затратами за счет перевода действующих тепловых источников на комбинированный режим производства тепла и электричества [224].

Субсидирование развития ВИЭ за счет повышения стоимости энергии приведет к дополнительному снижению темпов экономического роста.

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 резервирование традиционными энергоисточниками. А это условие не может быть выполнено в большинстве регионов России с высокой ветровой нагрузкой.

Согласно [1, 14], для регулирования производства и потребления электроэнергии действующих мощностей в большинстве центральных регионов страны требуется строительство ГАЭС. Введение дополнительных нерегулируемых источников в условиях не задействования возможностей потребителей в изменении своих технологических режимов для участия в диспетчеризации функционирования энергосистемы 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 [224] и роста их ЧЧИМ до среднемировых показателей, обеспечить возможность приема в сеть генерируемой ими меняющейся во времени мощности с минимальными издержками, на что и направлены основные положения АК. Таким образом, трансформация энергосистемы, подразумевающая 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 задаче снижения издержек интеграции в энергосистему нерегулируемых источников энергии. 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. В обоих случаях снижается потребность в использовании наименее экономичных пиковых мощностей, способных изменять график производимой электроэнергии. В первом случае для прикрытия

неравномерностей спроса на электроэнергию, во втором – для резервирования зависящей от природных условий генерации ВИЭ.

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 [347] и уменьшит издержки энергообеспечения населения.

#### ***4.2. Когенерация – наиболее действенный способ снижения издержек энергоснабжения***

В условиях Российской Федерации целесообразно развивать наименее капиталоемкую распределенную энергетику – когенерацию с использованием сформировавшегося теплового потребления [30, 64, 149], которая может участвовать в регулировании графика нагрузки. 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 [296]. В работе [309] на основе анализа проектов энергосбережения обосновано, что в России наиболее инвестиционно 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) [266]. Результаты показали, что интегральный финансовый эффект от внедрения наиболее эффективных технологий энергосбережения 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 для комбинированного производства тепловой и электрической энергии котельными города [347].

Комбинированное производство тепла и электроэнергии позволяет сократить потребление органического топлива и уменьшить эмиссию парниковых газов за счет более высокого коэффициента использования топлива в сравнении с отдельной схемой энергоснабжения, согласно которой электроэнергия вырабатывается на крупных тепловых конденсационных электростанциях (КЭС) или АЭС, а тепло – котельными. Сопоставление эффективности использования топлива отдельной и комбинированной схем энергоснабжения показывает, что отдельная схема энергоснабжения ведет к перерасходу топлива и увеличению выбросов парниковых газов на 50% при условии их работы на идентичном виде органического топлива [319]. Таким образом, расширение возможностей когенерации является наиболее действенным механизмом повышения эффективности энергоснабжения и снижения эмиссии парниковых газов.

Область распространения когенерации определялась эффектом масштаба. Применительно к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии 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 действовавших на начало 1980-х гг. ценах на топлива и оборудование комбинированное производство тепла и электроэнергии было экономически целесообразным при тепловых нагрузках более 400 Гкал/ч [295].

Граница эффективности любого технологического решения меняется в зависимости от набора факторов: развития технологий, изменения соотношения цен 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 на определенном этапе исторического развития. Как показал анализ опыта развития стран Западной Европы, Северной Америки и Японии [347], 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 [393]. Имеются прогнозы, согласно которым в ближайшие 20 лет граница эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии сместится на уровень единиц киловатт [403]. В работе [423] 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 распространения микро когенерации прогнозируется в Японии, где в 2009 г. число подобных установок составляло 5 тыс. единиц, а в 2013 г. – уже около 50 тыс.

Для развития распределенной энергетики необходимо изменить инфраструктуру, в частности требуется перевести распределительные сети в переменный режим работы снабжения потребителей электроэнергией и приема электроэнергии от распределенной энергетики, принадлежащей потребителям [395, 403]. Это требование послужило основанием для формирования новой концепции развития электроэнергетики за рубежом на основе технологий интеллектуальных сетей.

Исходя из приведенных предпосылок, можно утверждать, что в России комбинированное производство тепловой и электрической энергии следует развивать в направлении освоения малых единичных мощностей, обеспечивая координацию традиционной и распределенной энергетики, что и будет являться наиболее значимым механизмом повышения коэффициента использования тепла топлива.

В структуре мощности малой энергетики в Российской Федерации доля тепловых станций составляет 96,4% [310]. В работе [35] рассмотрены приоритетные направления перехода муниципальных образований на самообеспечение тепловой и электрической энергией, ранжированы существующие технологии повышения эффективности ее 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 и в 1,5 раза меньше, чем на самых современных ПГУ [309].

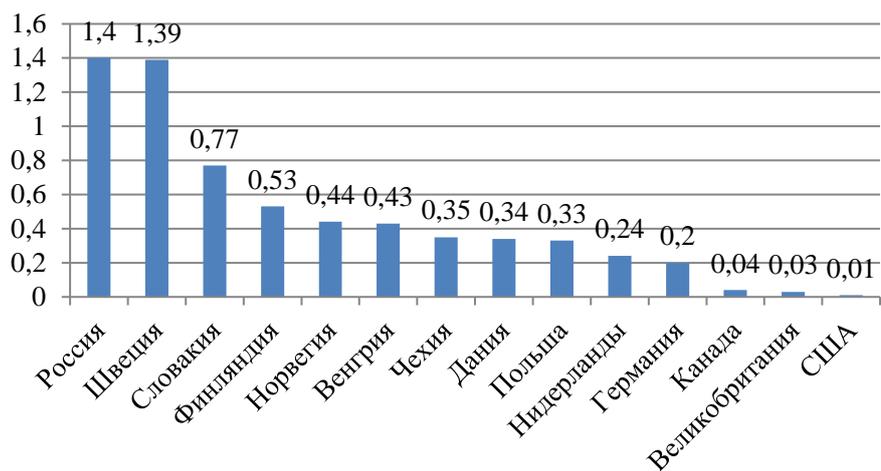
Топливо, дополнительно сжигаемое в котельных за счет установки электрогенераторов с эффективностью до 85%, преобразуется в электрическую энергию [35]. Эффективный КПД выработки электроэнергии на тепловом потреблении ( $\eta$ ) определим как:

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

где  $E$  – количество выработанной электроэнергии;  $Q$  – тепло сожженного топлива;  $N_t$  – количества тепла, отданного потребителю;  $\eta_k$  – КПД котельной (пикового котла) [41].

В работе [296] 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 распределенной энергетики.

В рамках развития технологической платформы «Малая распределенная энергетика» было обосновано, что задача перевода малых и средних котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии более значима для России по сравнению с другими странами. Был сопоставлен уровень затрат топлива (в пересчете на условное) для обеспечения деятельности централизованных систем электро- и теплоснабжения в разных странах. Так, если полный отпуск электроэнергии и отпуск тепла установками 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 [162] для разных стран будет соответствовать данным, представленным на рис. 4.1. «В России на централизованное производство тепла используется в 1,4 раза больше топлива, чем на выработку электроэнергии. Если учесть, что реальный КПД котлов России не выше 87%, а КПД электростанций – около 37%, то это соотношение еще выше» [162] и составляет около 1,5 раз. Таким образом, для повышения энергоэффективности в условиях Российской Федерации потенциал комбинированного производства тепловой и электрической энергии имеет наибольшее значение.



**Рис. 4.1.** Соотношение затрат топлива на отпуск тепла и электроэнергии установками централизованной тепловой энергетики разных стран

Источник: [162].

Однако доля комбинированной выработки энергии в стране оказывается незначительной. Так, ТЭС Российской Федерации производят в комбинированном цикле только 29,3% централизованного тепла [195] (21% общего объема). В тоже время в Дании доля тепло- и электроэнергии, выработанных в комбинированном цикле, составляет 65–80%. Фактически формировавшееся тепловое потребление в России представляет собой значительный потенциал снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращения негативного влияния на окружающую среду, который используется незначительно.

В развитых странах законодательство стимулирует развитие когенерации в качестве основного средства экономии топлива (вплоть до законодательного запрета использовать природный газ в котельных – как в Дании и США). В России ситуация противоположная. К 2030 г. доля ТЭЦ в выработке электроэнергии снизится с 36 до 22% при росте относительной, а, особенно, абсолютной (почти в 5 раз) выработки на КЭС с 30,8 до 39% [203], что не может быть согласовано с задачей достижения климатической нейтральности. 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 [296].

Однако, как показывает 30-летняя практика построения рыночных отношений в России, в рамках ДК в результате фрагментарного подхода и разделения единой задачи энергоснабжения на тепло и электроснабжение перевод котельных в режим комбинированного производства тепла и электроэнергии остается экономически нецелесообразным.

Ведь еще в 1984 г. по программе энергосбережения в СССР внедрялась практика надстроек котельных. Так, в частности, заместитель Председателя Совета Министров СССР Б.Е. Щербина издал приказ о том, чтобы в Москве в виде опытных установок построить две таких котельных. Они построены не были, несмотря на то что в условиях плановой экономики не было проблем в подключении к сетям новых источников, согласовании их топливных режимов, выделении объемов газа [88].

Можно сделать следующий вывод: для начала массовой реализации проектов перевода котельных в режим когенерации и повышения качества и надежности электроснабжения на основе АК должны быть сформированы условия для гармонизации интересов теплоснабжающих компаний, энергосистемы и потребителей для того, чтобы реализация подобных проектов стала выгодной.

Поэтому АК предполагает введение механизма, направленного на расширения возможностей когенерации при максимальном полезном использовании тепловой энергии, произведенной надстройками котельной. Его цель – повысить экономическую эффективность распределенной когенерации путем обеспечения возможности работы когенерационных установок по графику электрических, а не тепловых нагрузок. Создание перехода из режима регулирования тепловой нагрузки в режим регулирования электрической нагрузки позволит производить электроэнергию в периоды максимального спроса на нее и обеспечит новым мини-ТЭЦ условия для работы в режимах, определяемых не тепловой нагрузкой [224], а в режиме производства пиковой электроэнергии. Плавающая цена на электроэнергию в периоды большего спроса будет выше, что обеспечит более высокие экономические показатели функционирования когенерации. С этой целью целесообразно установить аккумуляторы тепловой энергии в системах теплоснабжения котельных, надстраиваемых когенерационными установками. Перейдя в режим производства пиковой электроэнергии, распределенная когенерация получает возможность участвовать в диспетчеризации функционирования энергосистемы, выполняя функцию пиковых мощностей. Как было показано на примере Австралии, соотношение издержек на производство пиковой и базовой электроэнергии достигает 400-кратного значения [452].

Механизм расчета за произведенную электроэнергию на основе плавающей цены, которая определяется на основе учета издержек производства и передачи электроэнергии в данный момент времени в данной микросети, позволит изменить экономические показатели функционирования распределенной энергетики. Так как ценность пиковой электроэнергии выше, то генераторы, работающие по графику электрических нагрузок, будут иметь большую рентабельность по сравнению с генерацией,

работающей в базовом режиме либо по графику тепловых нагрузок, либо – следующей за погодными ветровыми или солнечными изменениями. Произведенное и не востребованное в период производства пиковой электроэнергии тепло будет аккумулироваться в типовых баках-накопителях и расходоваться по графику потребления тепловой энергии [238]. 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 с его потреблением.

Длительность разнесения по времени производства (утилизации) и потребления тепла определяется теплоизоляционными характеристиками бака-накопителя и составляет нескольких десятков часов. Таким образом, данный механизм обеспечивает суточное регулирование профиля электропотребления, что позволяет не только выравнять график работы крупных энергоблоков, но и покрывает неравномерную генерацию на солнечных и ветровых электростанциях.

Аккумуляторы теплоты в энергетике используются достаточно давно. Их применение началось еще в начале XX столетия. Первая пиковая энергетическая турбинная установка с аккумулятором теплоты была сооружена в 1920 г. в Мальме (Швеция). Крупная система аккумуляирования питающей 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 Берлина» [291]. Подобные решения получили широкое распространение в мире, например, в системах теплоснабжения Великобритании: ТЭЦ «Pimlico» – в Лондоне, ТЭЦ «Woking» – в графстве Суррей [460]. С середины 1970-х гг. возник 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 аккумуляирования тепловой энергии обеспечит экономию жидкого топлива и природного газа и рост КИУМ на АЭС и ТЭС на угле [291]. По данным ОАО «Всероссийский Научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций» (ВНИИАЭС), в России проекты аккумуляирования тепловой энергии рассматриваются для ТЭЦ в крупных городах с развитой системой централизованного теплоснабжения на основе аккумуляторов теплоты атмосферного типа объемом до 100 тыс. м<sup>3</sup> для хранения горячей воды с температурой 95 °С [291].

Таким образом, модернизация существующих ТЭЦ путем установки баков-накопителей тепловой энергии предполагает создание значительных аккумулярующих емкостей тепла. Поэтому в отличие от рассмотренного в [291, 323] решения, начинать реализовывать первые проекты с установлением в системе теплоснабжения баков-аккумуляторов желательно не на существующих ТЭЦ, а совмещать модернизацию котельных и их перевод в режим комбинированного производства тепла с установкой небольших систем аккумуляирования тепла.

Предполагается, что попутное тепло когенерационных установок на котельных будет востребовано круглогодично – мощность электрогенерации будет определяться исходя из круглогодичной нагрузки горячего водоснабжения, которая составляет 12–14% от максимальной тепловой нагрузки в самую холодную пятидневку. Соответственно, для аккумуляирования попутного тепла когенерационной установки мощностью 12 МВт (э) на котельной – мощностью в 100 МВт (т) при соотношении тепло/электроэнергия 1/1 (КПД производства электроэнергии 40–43%) на протяжении 1 ч работы при разнице температур 40 °С потребуются бак-накопитель объемом 230 м<sup>3</sup>. Учитывая, что в период пикового спроса на электроэнергию происходит значительный разбор горячей воды, емкости бака будет достаточно для аккумуляирования излишков тепла работающей в номинальном режиме когенерационной установки на протяжении 3–6 ч. Другими словами, полученная оценка является верхней границей объема бака-аккумулятора для котельной в 100 МВт. Для значительно более распространенных котельных мощностью в 8–10 МВт типовой объем бака-аккумулятора будет 15–20 м<sup>3</sup>.

В результате существующие системы централизованного теплоснабжения позволяют обеспечить выработку электроэнергии когенерационными установками по графику, необходимому для покрытия электрической нагрузки, а не теплового потребления. При этом удельная стоимость типового бака-аккумулятора тепла (в пределах 1,5 тыс. руб./кВт·ч в ценах 2014 г.) существенно ниже стоимости строительства ГАЭС (от 16 тыс. руб./кВт·ч) и большинства других технологий аккумуляирования электроэнергии (стоимость самых дешевых свинцово-кислотных аккумуляторных батарей составляет 19–30 тыс. руб./кВт·ч, систем аккумуляирования на их основе – от 44 тыс. руб./кВт·ч) [352].

Развитие ВИЭ в различных странах, показывает, что их доля пока остается незначительной (в пределах 10–15%), а технологически интеграция нерегулируемых источников в энергосистему аналогична присоединению новых традиционных источников. Проблемы в геометрической прогрессии возрастают при росте доли ВИЭ выше 15–20% [441]. А при увеличении доли ВИЭ выше 50% требуется полностью пересмотреть принципы построения энергосистемы [417]. Необходимость решения возникающих проблем определила высокие темпы роста развития таких направлений, как аккумуляирование энергии, создание электромобилей, интеллектуальных сетей, управление спросом. Несмотря на значительные успехи в этих областях, стоимость недиспетчеризованной генерации ВИЭ, приведенной в соответствие с графиком потребления, различается на десятки процентов. Предлагаемый механизм развития множества малых и средних маневренных когенерационных установок нацелен не только на выравнивание режимов работы крупных энергоблоков традиционной энергетики, но и на снижение издержек интеграции ВИЭ в отечественную энергосистему, что будет происходить по мере достижения сетевого паритета цен недиспетчеризованной возобновляемой энергии [238].

Так, например, в Московской области работает более 2400 котельных. Согласно [379], централизованное потребление тепла в зонах плотной застройки обеспечивалось котельными мощностью 11566 МВт (т) [347]. Реализация типовых проектов

по надстройке котельных в пределах круглогодичного потребления тепла на горячее водоснабжение (12–14% их пиковой мощности) обеспечит рост мощности энергосистемы на 1500 МВт (э) и повысит надежность энергоснабжения Москвы и Подмосковья.

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 горячего водоснабжения) можно обеспечить выработку электроэнергии не менее 120 млрд кВт·ч/год [347]. Прделанные расчеты показывают, что перевод котельных в режим комбинированной выработки в указанных объемах представляют собой существенный резерв, который позволит снизить потребление топлива до 20 млн т у.т./год [347]. Факторы, свидетельствующие о долгосрочной тенденции снижения потребления тепла, указывают на то, что увеличение этого значения до 50 ГВт и объема экономии топлива до 50 млн т у.т./год (согласно [364]), 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.

Проекты надстройки котельных когенераторами следует в первую очередь 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 распределенной энергетики являются взаимно дополняющими механизмами, направленными на снижение издержек энергоснабжения.

По мере появления небольших, интегрированных в распределительные сети солнечных и ветровых электростанций будут более востребованы регулирующие мощности, обеспечивающие согласование переменного профиля генерации ВИЭ с графиком спроса. Развитие типовых объектов распределенной когенерации, выполняющих функцию пиковых источников, является решением этой проблемы. Отличительными особенностями данного решения являются:

- меньшая капиталоемкость. При постоянном снижении разницы между удельной стоимостью крупных и малых энергетических установок использование сформировавшейся теплосетевой инфраструктуры для установки когенераторов позволяет существенно снизить удельные капитальные затраты по сравнению со строительством как отдельно расположенных пиковых электростанций, так и гидроаккумулирующих станций или иных систем аккумулирования электроэнергии;
- меньшие удельные расходы топлива на выработку электроэнергии. На это указывают 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 [310]).

Таким образом, в АК распределенная 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. Синергический эффект этого взаимного дополнения выражается в значительно большем сокращении потребления ископаемых природных ресурсов и уменьшения эмиссии парниковых газов по сравнению с развитием ВИЭ в совокупности с частичным дублированием их мощностей (например, увеличения мощности ГТУ), либо установкой накопителей [205]. А последнее, по сути, и является основной целью поддержания развития ВИЭ в мире, особенно после принятия концепции устойчивого развития в Рио-де-Жанейро в 1992 г.

#### **4.3. Повышение эффективности производственных систем энергетики в результате ценологического распределения генерирующих мощностей**

Ингрессия по горизонтали систем тепло- и электроснабжения в результате размещения объектов распределенной энергетики на существующих источниках тепловой энергии является путем снижения издержек и повышения надежности энергоснабжения. АК предполагает использовать сформировавшуюся систему теплоснабжения как своего рода «матрицу» для развития распределенной энергетики. 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 воды 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 новых электрогенераторов приведет к минимизации сетевых потерь передачи электроэнергии потребителю.

Распределение коммунальных котельных в России обладает ценологическими свойствами, изучаемыми теорией техноценозов (табл. 4.2).

**Таблица 4.2**

#### **Коммунальные котельные в России**

Наименование показателя	2000 г.	2009 г.
Число котельных, единиц (%), в том числе мощностью	67 913 (100)	72 370 (100)
до 3 Гкал/час	47 296 (70)	55 563 (77)
от 3 до 20 Гкал/час	16 721 (25)	13 483 (19)
от 20 Гкал/час	3289 (5)	2681 (4)
Суммарная мощность коммунальных котельных, тыс. Гкал/ч	675,3	590,9

Источник: [162].

Под «техноценозом» подразумевается определенная, «исторически сложившаяся, взаимосвязанная совокупность объектов социокультурно-технической сферы, имеющих отношение к производству и потреблению. Для техноценоза, как и биоценоза, помимо жизненного цикла, существует понятие «развитие» – как необходимое, существенное, необратимое, содержательное, целенаправленное изменение (движение во времени). Внутри- и межвидовой отборы определяют вектор развития техноценоза, задавая динамику структуры и обеспечивая ее устойчивость. Современная техническая реальность уже в значительной степени обеспечивает не человеческие, а 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» [284]. Связи в техноценозе имеют особый характер, определяемый конструктивной, а, зачастую и технологической независимостью отдельных изделий, и многообразием решаемых задач. На основе проведенных исследований многих техноценозов был сформулирован закон их оптимального построения: чем сложнее и дороже является техническое изделие, тем меньшее их число должно входить в устойчивый техноценоз, и наоборот [69, 98, 317].

Распределение элементов в техноценозе приходит в некое оптимальное для каждой совокупности элементов состояние, которое описывается зависимостью, впервые установленной в 1913 г. Феликсом Ауэрбахом (*H*-распределением) при исследовании закономерностей расселения в городах. В конце 1930-х гг. *H*-распределение было вновь открыто Джорджем К. Ципфом для территориальной организации городского расселения. Согласно [455, 456], экономия усилий нации требует наличия весьма значительного числа городов, населенность которых подчиняется *H*-распределению. Примерами *H*-распределений являются также распределение: слов по частоте в любом целостном произведении (у лингвистов его 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; распределение газет по тиражу в крупных регионах США и т.д. Далее приведенные распределения российских регионов по объему и удельному потреблению электроэнергии с коэффициентами аппроксимации 0,8 и 0,89 также описываются *H*-распределениями. Данные факты послужили основанием для утверждения, что сам факт выполнения *H*-распределения может трактоваться как количественное выражение целостности системы [34].

Создание теории техноценозов и формирование научной школы, изучающей это явление, результат более чем полувековой научной деятельности Б.И. Кудрина. Началом послужило выявление факта того, что распределение видов растений (впервые Виллисом описано в форме гиперболы) похоже по форме на распределение по численности марок электродвигателей. Техноценозы в электроэнергетике [56, 98, 154, 167–172, 189, 316, 317] исследованы значительно лучше, чем в теплоснабжении [105].

Как следует из данных табл. 4.2, 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 Федеральной службы государственной статистики России по форме 1-ТЕП и, соответственно, не отображены в табл. 4.3. Данный факт является отражением происходивших в 2000–2008 гг. процессов децентрализации теплоснабжения, сопровождавшихся приближением источников тепла к потребителю. Децентрализация теплоснабжения проявилась в росте удельного веса числа котельных мощностью менее 3 Гкал/ч с 70 до 73% за счет снижения удельного веса котельных средней мощности, в снижении протяженности тепловых сетей на 4%. С 18 до 20% увеличилась доля тепловой энергии, производимая на индивидуальных установках. По мере развития малоэтажного строительства растет доля децентрализованного тепла, генерируемого малыми индивидуальными установками [311].

**Таблица 4.3**

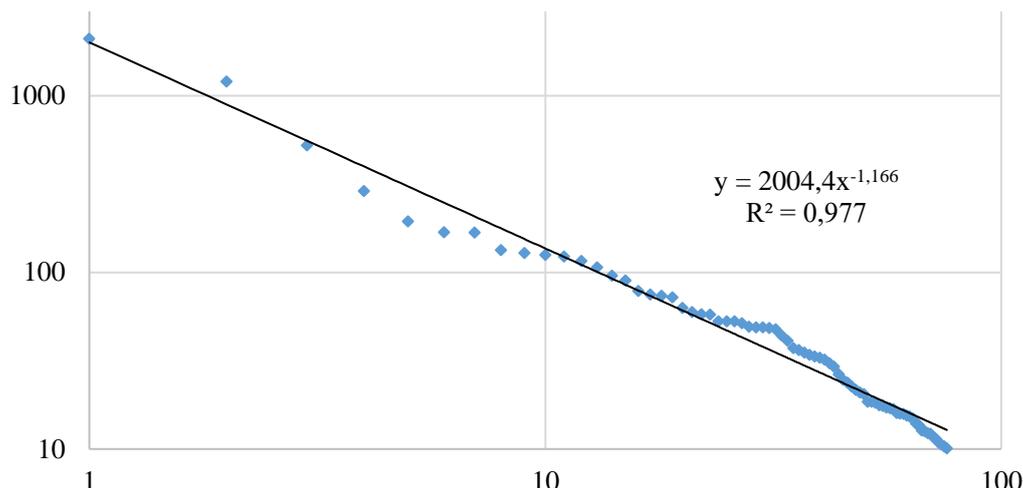
Структура котельных, отпускающих тепловую энергию  
на коммунально-бытовые нужды (1984 г.)

Мощность котельных, Гкал/ч	Доля группы котельных в общем числе всех котельных, %			Доля 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

Источник: разработано автором на основе данных [368].

Сравнив распределение котельных на длительном интервале времени (табл. 4.2 и 4.3), можно убедиться в верифицируемости *H*-распределения котельных на протяжении четверти века (1984–2009 гг.). Высокая доля мелких котельных в СССР по сравнению с Россией 2000 г. объясняется южным расположением части территорий СССР, не вошедших в состав России (Украина, Молдова, республики Закавказья и Средней Азии), в которых потребность в выработке тепла ниже, а также более высокой долей населения этих Республик, проживающего в частных домовладениях [89].

Распределение теплоснабжающих организаций (ТСО) региона описывает теория техноценозов, что можно видеть на примере Краснодарского края. На рис. 4.2 представлены все ТСО Кубани с объемом отпуска тепловой энергии более 10 тыс. Гкал/год в логарифмических координатах: номер по порядку при убывании объема отпущенной тепловой энергии [347] (абсцисса), объем отпущенной тепловой энергии (ордината).



**Рис. 4.2.** 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)

*Источник:* разработано автором на основе данных Региональной энергетической комиссии Краснодарского края.

Полученный график описывается ценологической кривой ( $H$ -распределением):

$$A(x) = A_1/x^\beta, \quad (4.2)$$

где  $\beta$  – показатель, определяющий степень крутизны  $H$ -распределения;  $A(1) = A_1$  – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта (объем отпуска тепла ОАО «Краснодартеплоэнерго» в тыс. Гкал/год) [347]:

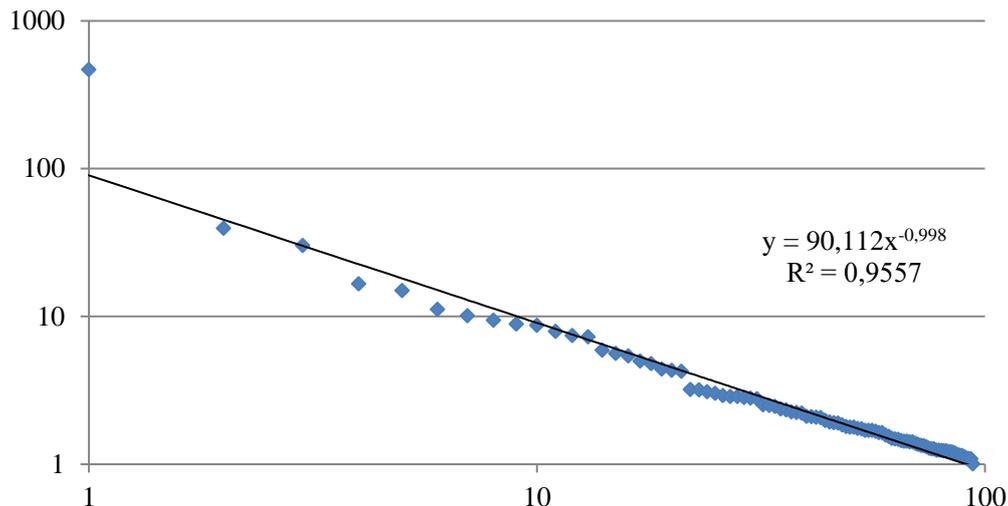
$$y_1 = 2023 x^{-1,17}; \quad (4.3)$$

коэффициент достоверной аппроксимации

$$R_1^2 = 0,9769. \quad (4.4)$$

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

Распределение потребителей электроэнергии, как и тепловых потребителей, также подчинено  $H$ -распределению. Минипотребители, питающиеся на низком напряжении, составляют 90% всех потребителей Российской Федерации. Мелкие потребители, имеющие трансформаторные подстанции (одну или несколько) 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 понижающую подстанцию (подстанции) с напряжением 35–220 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб), не превышает 0,1% [170].



**Рис. 4.3.** 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)

*Источник:* разработано автором на основе данных ПАО «Астраханская энергосбытовая компания».

Утверждение о преобладании в количественном выражении мелких потребителей электроэнергии подтверждает распределение населенных пунктов по объему потребления электроэнергии, которое, например, в Астраханской области (рис. 4.3) описывает уравнение

$$y_2 = 90,112 x^{-0,998}; \quad (4.5)$$

коэффициент достоверной аппроксимации

$$R_2^2 = 0,9557. \quad (4.6)$$

В полном соответствии с теорией оптимального распределения техноценозов, характер распределения населенных пунктов по объему потребленной электроэнергии соответствует распределению теплоснабжающих организаций (рис. 4.3). Кроме общего вида распределения потребителей, системы электро- и теплоснабжения демонстрируют и схожую динамику: на протяжении последних 25 лет происходил рост потребления тепла и электроэнергии малыми потребителями. А это является отражением общей закономерности развития малых предприятий и малого бизнеса [136, 344] – увеличение потребления электроэнергии происходило преимущественно на низком напряжении, ввод же новых крупных промышленных предприятий вносил в этот процесс незначительный вклад [224].

Аналогичное распределение потребителей электроэнергии Республики Хакасия отмечено в [316]. В работе группы авторов из Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова [154] показано, что распределение потребителей электроэнергии Республики Саха (Якутия) описывается *H*-распределением с  $R^2 \sim 0,8$ .

В работе [189] проведен аналогичный анализ распределения потребителей Белгородской области и показана устойчивость  $H$ -распределения для этого региона. 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 распределение заявок на подключение к энергосистеме, что показано в работе [56] на примере Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Подтверждением возможности применить теорию техноценозов не только к электротехническим комплексам и системам потребителей, но и к сетевой инфраструктуре является распределение по мощности преобразовательных подстанций и трансформаторных пунктов электрической сети электротехнического комплекса России [191].

Совокупность приведенных фактов дает основания утверждать, что сформировавшаяся на протяжении десятилетий сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой матрицу для формирования ценологически оптимального (с коэффициентом достоверной аппроксимации для Краснодарского края 0,977) распределения мощностей электроэнергетики [224]. Использование котельных в качестве каркаса для развития распределенной энергетики приближает источники электроэнергии к потребителю, ведет к снижению потерь в электрических сетях и является путем наиболее полного использования попутного тепла при производстве электроэнергии для теплоснабжения. Предложенный подход означает меньшую потребность в инвестиционных ресурсах по сравнению с независимым строительством электростанций, так как используется существующая инфраструктура котельных – автодороги, газо- и водоснабжение, водоотведение, бытовые помещения и ремонтные мастерские котельных. В условиях сокращения отпуска тепла большей частью котельных пропускная способность системы газораспределения позволяет дополнить производство тепла когенерацией. Система электроснабжения котельных в процессе ее реконструкции может быть трансформирована для выдачи электроэнергии когенерации в сеть. Не менее значимым фактором снижения инвестиционных затрат является создание библиотеки типовых технических решений [336] использования типового оборудования для когенерации: газопоршневых или газотурбинных установок и систем утилизации их попутной тепловой энергии.

В структуре энергопотребления населенных пунктов европейской части России потребление населением тепла превышает 60%, а на потребление электроэнергии приходится менее 40% [379], что совпадает с оценками, полученными в [162]. Потребители тепла являются одновременно и потребителями электроэнергии. Поэтому генерация электроэнергии на надстройках котельных при условии использования попутного тепла для теплоснабжения является механизмом, позволяющим обеспечить взаимную увязку развития систем тепло- и электроснабжения. Сформировавшиеся на протяжении десятилетий слабые связи в техноценозах систем теплоснабжения станут основой оптимизации системы электроснабжения. Предлагаемый механизм является путем достижения  $H$ -распределения электрогенерирующих мощностей [224], в максимальной степени

соответствующего структуре потребления как тепловой, так и электрической энергии. Вместе с тем в каждом конкретном случае вопрос о вводе мощностей требует применения методов обоснования эффективности инвестиционных проектов [16, 290].

Однако в российской электроэнергетике недостаточно внимания уделяется гармоничному развитию крупных и малых электростанций. Напротив, наблюдается преимущественное строительство новых крупных электростанций и реконструкция с увеличением мощности действующих [1], что противоречит основным положениям оптимального построения техноценозов.

Подтверждением данного факта является строительство новых ТЭЦ, не в полной мере обеспеченных тепловой нагрузкой, и проекты по увеличению мощности действующих. Из построенных ТЭЦ только некоторые (например, Калининградская ТЭЦ-2 и Северо-Западная ТЭЦ) получили незначительную коммунальную тепловую нагрузку. Часть из них только называются ТЭЦ (например, расположенная в центре города Сочинская ТЭЦ), но практически никакой тепловой нагрузки такие станции не имеют. Кроме того, не все электростанции, называемые сегодня ТЭЦ, полностью оснащены только теплофикационным оборудованием, некоторые имеют значительную исключительно конденсационную часть. Например, Краснодарская ТЭЦ, общая электрическая мощность которой составляет 648 МВт, а электрическая мощность теплофикационной части – только 100 МВт [162].

Строительство электростанций без тепловой нагрузки вблизи мест расселения с высокой плотностью является крайне негативным процессом [87, 337], что можно видеть на примерах Калининградской ТЭЦ-2 и Северо-Западной ТЭЦ.

В 2010 г. на Калининградской ТЭЦ-2, расположенной в 5 км от Калининграда, при отпуске электроэнергии в размере 3051 млн кВт·ч отпуск тепла составил менее 64 тыс. Гкал [115] Это соответствует отношению 47 МВт·ч/Гкал (т.е. эффективность использования тепла топлива после производства электроэнергии намного ниже 5%). Это соотношение указывает на отсутствие необходимости размещать подобные объекты рядом с крупными городами, поскольку они фактически работают как конденсационные станции. При этом потребление электроэнергии во всей Калининградской области не превышало 4000 млн кВт·ч. После ввода в эксплуатацию второго блока выработка электроэнергии на станции превысила потребление в регионе. Столь мощный источник электроэнергии, практически работающий в конденсационном режиме, и сопутствующий выброс продуктов сгорания вблизи областного центра не улучшает экологической ситуации в городе. В 2011 г. при электрической мощности Калининградской ТЭЦ-2 900 МВт присоединенная тепловая нагрузка составила 60 Гкал/ч, таким образом отпуск тепла осуществлялся только энергоблоком № 1 [129], а доля попутного тепла, используемого для теплоснабжения не превышала 7%.

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 в Финляндию, в 2008 г. на станции был запущен второй энергоблок [115]. При этом часть города, находящаяся в зоне действия ТЭЦ, потребляет значительно меньше тепла, чем может отпущать станция в теплофикационном режиме.

Таким образом, наблюдается прогрессирующая диспропорция между производством и потреблением электроэнергии в крупных городах в результате несоответствия нагрузки 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.

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 зонах их теплоснабжения. Избыточную электроэнергию необходимо передавать потребителям, расположенным в городах Подмосковья.

При этом строительство блоков ПГУ на ТЭЦ Москвы и увеличение производства электроэнергии [314, 321] не привели к ожидаемому снижению расхода топлива на производство электроэнергии.

Удельный расход топлива на производство электроэнергии в 1970-е гг. составлял 225 г у.т./кВт·ч, а в 2003 г. – 262 г у.т./кВт·ч [381]. После 2003 г. начался ввод в эксплуатацию новых ПГУ. В условиях частичного восстановления промышленного производства и, что не менее важно, объединения тепловых нагрузок ТЭЦ и РТС начал снижаться удельный расход 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.; 226,3 г у.т./кВт·ч – в 2017 г.; 228 г у.т./кВт·ч – в 2019 г. [357]. Но, как отмечено в «Схеме теплоснабжения г. Москвы» [381], после завершения строительства ПГУ и реконструкции имеющегося оборудования удельный расход топлива на отпуск электроэнергии должен был бы составить 215 г у.т./кВт·ч.

В итоге интегральный эффект от установки современного и эффективного парогазового оборудования, в совокупности составляющего более 15% мощностей ОАО «Мосэнерго», а также восстановления промышленного производства и увеличения производства электроэнергии в теплофикационном режиме за счет перевода функционирования РТС в пиковый режим заключается в снижении удельного расхода топлива до 228 г у.т./кВт·ч. Новый показатель достигнут на значительно более капиталоемком и более дорогом в эксплуатации оборудовании по сравнению с паротурбинными установками и при этом он практически не отличается от показателей, достигнутых в 1970-х гг. (225 г у.т./кВт·ч.). В результате годовой расход топлива на ТЭЦ превышает ожидаемые в [381] показатели на 0,9–1,1 млн т у.т. Следует заметить, что к дополнительному снижению удельного расхода топлива привела работа, направленная на повышение эффективности энергообеспечения в Москве. Она была организована значительно лучше, чем

в других регионах России: реализовывалась «Городская целевая программа по энергосбережению», принят Закон № 35 от 05.07.2006 «Об энергосбережении в г. Москве», ежегодно проводились тематические выставки «Москва – энергоэффективный город» [347] и подобные мероприятия.

Неизменность эффективного использования топлива при анализе длительных периодов не является отличительной особенностью энергосистемы только Москвы. В России в 1992 г. удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составлял 310,5 г у.т./кВт·ч, а в 2017 г. – 312 г у.т./кВт·ч; коэффициент использования топлива для производства тепла на ТЭС в 1992 г. – 56,9%, в 2017 г. – 55,4% [161]. Сопоставление показателей производственной деятельности энергетики показывает, что интегральный результат сокращения потребления топлива для совокупности успешно реализованных проектов энергосбережения и внедрение современных, более энергоэффективных технологических решений (в том числе перевода более 15% ТЭС из паросилового цикла в парогазовый) оказался с точностью до 0,5% (на временном интервале более четверти века) перекрыт влиянием накопленных системных противоречий в отрасли.

Приведенные выше данные показывают справедливость предостережения 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; тогда как среднегодовые нормальные удельные эксплуатационные расходы оказываются, естественно, выше [212].

Таким образом, увеличение количественных показателей действующих объектов, а не развитие средовой компоненты тетрады путем формирования распределенной когенерации с учетом ценологических закономерностей является решением, которое требует корректировки. Увеличение мощности ТЭЦ, выработка экологически чистого продукта в зоне сформированной городской черты и экспорт электроэнергии в районы с заведомо более низкой плотностью населения при условии, что все выбросы остаются в поселениях с максимальной плотностью населения, ухудшает экологическую обстановку в российских городах [228]. Возрастает дисбаланс между объемом производства и потребления электроэнергии мегаполисами. В самом деле, бытовое потребление электроэнергии в городской застройке значительно меньше потребления промышленными объектами, ранее располагающимися на этой территории, что привело к избыточности электроэнергии в мегаполисах. 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. 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 том числе водяных паров в черте города). Уже сейчас выработка

электроэнергии на ТЭЦ, как правило, избыточная и превышает спрос города, причем происходит это при использовании паротурбинных установок. Если вместо них поставить парогазовые блоки, то потоки энергии в обоих (встречных) направлениях возрастут многократно с соответствующим ухудшением экологической обстановки в городах и увеличением издержек [296]. Например, только для Москвы встречные потоки газа и электроэнергии потребуют дополнительных капиталовложений в энергетическую инфраструктуру в размере 10 млрд долл. [174].

Таким образом, при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии в рамках ДК игнорируются принципы ценологической теории. А это приводит к негативным последствиям, в том числе к увеличению производства электроэнергии на уникальных крупных ТЭЦ с последующим экспортом экологически чистого продукта за пределы территории с высокой плотностью населения, а также к отсутствию расчетного снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Поэтому в условиях снижения доли энергопотребления крупными потребителями (энергоемкими промышленными предприятиями) и роста доли мелких (ЖКХ) 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 в 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 обеспечивать инфраструктура, которая создается в настоящее время [459].

Отсутствие баланса между развитием крупных и мелких проектов характерно не только для сектора производства электроэнергии. В развитии сетевой инфраструктуры также первоочередными являются проекты в сетях высокого напряжения, а распределительные сети остаются на втором плане [369]. В то же время наибольшее число аварий и до 60% потерь электроэнергии приходится на распределительные сети. Учет ценологических закономерностей позволит преодолеть эту негативную закономерность. В результате при развитии сетевого комплекса Российской Федерации больше внимание будет уделяться проектам, направленным на снижение потерь в распределительных сетях и развитие в них технологий интеллектуальных сетей. Последующее расширение этих технологий на сети высокого напряжения, что происходит во всех странах, является путем повышения надежности и снижения издержек энергоснабжения не только крупных, но и мелких потребителей.

## *Выводы к главе 4*

1. Роль распределенной энергетики во многом схожа с ролью малого бизнеса в национальном хозяйстве различных стран. Распределенная 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 объемы производства энергии и улучшает показатели эффективности генерации энергии.

2. Критерием, отличающим распределенную энергетiku от традиционной, «большой», энергетики, является наличие параллельного с сетью производства электроэнергии для электроснабжения потребителей, расположенных на расстоянии, при котором можно обеспечить ее передачу без трансформации уровня напряжения, снизив тем самым потребление из сети, когда это является экономически целесообразным [224].

3. Методологические подходы к развитию децентрализованной и распределенной энергетики различаются: для децентрализованного энергоснабжения потребителей, особенно удаленных, ключевым фактором является надежность энергоснабжения, а для распределенной энергетики – экономическая эффективность. Экономические показатели распределенной энергетики определяются ее участием в снижении издержек работы энергосистемы. Реализация проектов распределенной энергетики на основе типовых технических решений – 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 за счет работы по графику электрических, а не тепловых нагрузок в результате механизма – установки баков-аккумуляторов горячей воды, позволяющих 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 более экономичные режимы с меньшими удельными расходами топлива на производство электроэнергии, снижение времени работы в режимах вынужденной разгрузки, сокращение числа пусков-остановок энергоблоков;
- компенсации реактивной мощности в распределительных сетях в результате управления токами возбуждения синхронных генераторов объектов распределенной энергетики, работающих в режиме генерации при наличии высокого спроса на электроэнергию, а в остальное время – в режиме синхронных компенсаторов;

- автономного энергоснабжения части выделенной нагрузки на случай аварий в энергосистеме;
- повышения надежности энергоснабжения в нормальных режимах.

Целью дополнения энергосистемы распределенной энергетикой является ее участие в диспетчеризации функционирования энергосистемы в результате переноса функции покрытия переменной составляющей спроса на электроэнергию на небольшие маневренные электрогенераторы, имеющие кратно больший ресурс пусков-остановок по сравнению с крупными энергоблоками. Распределенная когенерация и ВИЭ являются взаимодополняющими секторами электроэнергетики. Синергический эффект от их совместного развития выражается в снижении издержек интеграции ВИЭ в энергосистему и уменьшении эмиссии парниковых газов.

4. Снижение единичной мощности экономически целесообразного порога для перехода от отдельного производства тепла и электроэнергии на комбинированную схему расширяет границу применения когенерации. Надстройка котельных электрогенерирующим оборудованием является реализацией наиболее значительного потенциала повышения энергоэффективности в сравнении с другими мероприятиями, направленными на энергосбережение. 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./год, или 10% от общего расхода топлива на производство электроэнергии.

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.

6. Ингрессия электро- и теплоснабжения за счет размещения на источниках тепла объектов распределенной энергетикой является методом снижения затрат на передачу электроэнергии и наиболее полного использования тепла топлива при выработке электроэнергии. В соответствии с теорией техноценозов, распределение теплоснабжающих предприятий представляет собой сетку для формирования ценологически оптимального распределения мощностей электроэнергетики, обеспечивающего гармоничное развитие традиционной и распределенной энергетикой, и эффективного энергоснабжения в широком диапазоне внешних воздействий [240].

7. 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 и последующей ее передачей на территории с меньшей плотностью населения.

## ГЛАВА 5.

### ОЦЕНКА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОНЦЕПЦИИ

#### *5.1. Взаимосвязь эффективности использования энергетических мощностей и объемов нового энергетического строительства*

Рассмотренные в предыдущих главах механизмы направлены на выравнивание графика работы энергосистемы с целью повышения ЧЧИМ существующих энергетических мощностей. Для определения возможностей роста ЧЧИМ и ограничивающих его факторов был проведен анализ изменения этого показателя во всех странах с рыночной экономикой, где установленная мощность превышала 25 ГВт. В результате выявлен механизм, обеспечивающий структурную устойчивость энергетики, состоящий в циклическом изменении загрузки энергосистемы и ежегодном приращении установленной мощности (объемом вводов новых мощностей). Показано, что цикличность, характерная для ряда процессов в экономике [159], проявляется также и в энергетике. Эти процессы могут быть описаны в рамках модели «хищник – жертва» [24, 25].

Простейшая модель взаимодействия ресурсов и потребителей, или «хищников» и «жертв», называется моделью Лотки–Вольтерры. Итальянец Вольтерры и американец польского происхождения Лотка изобрели свои модели почти одновременно – в 1925 и 1926 гг. Взаимосвязи переменных модели отображены в системе (5.1) [230]. В этой системе слева записаны плотности ресурсов и потребителей. Второй блок справа в первом уравнении отвечает за рост популяции, 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:

$$\begin{aligned}dR/dt &= rR - aRP \\dP/dt &= caRP - eP,\end{aligned}\tag{5.1}$$

где  $R$  – плотность жертв (в кг мяса на 1 км<sup>2</sup>);  $P$  – 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 свою массу и потомство;  $e$  – удельный коэффициент смертности хищники в отсутствие жертв.

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

$$\begin{aligned}dR/dt &= rR(1 - R/K) - cRP/(R+e) \\dP/dt &= \gamma cRP/(R+e) - eP.\end{aligned}\tag{5.2}$$

Здесь  $K$  – емкость среды. Динамика в модели (5.2) выглядит следующим образом. Вначале численность жертв растет до емкости среды, число хищников растет экспоненциально. Потом их становится так много, что они поедают всех жертв, и численность жертв падает экспоненциально. Жертв становится мало, и численность хищников тоже падает экспоненциально. Затем, когда хищников почти не остается, численность жертв снова растет, причем кривая загибается на пике. Динамика хищников выглядит пилообразной кривой: прямой подъем сменяется прямым спадом [230]. А у жертв получаются закругленные пики, что является отличием процессов, описываемых системой уравнений (5.2) от (5.1). Поэтому система (5.2) в большей степени соответствует описанию динамики ЧЧИМ и ввода в эксплуатацию новых электростанций традиционной энергетики.

Потребление электроэнергии увеличивалось во всех странах, совпадая с точностью до потерь и экспорта с ее производством. Для обеспечения спроса в каждой стране строились энергетические мощности. Рассмотрим влияние строительства новых мощностей традиционной энергетики на эффективность эксплуатации уже существующих энергетических мощностей в странах с рыночной экономикой. В табл. 5.1, построенной на основе данных [399], представлены все энергосистемы мощностью более 25 ГВт по состоянию на 2008 г. и некоторые изолированные островные энергосистемы [230]. Интервал времени ограничен 1980–2008 гг. по следующим причинам:

- в 2008 г. начался мировой финансовый кризис, последствиями которого являются снижение темпов роста потребления электроэнергии, снижение эффективности использования установленной мощности энергосистем, сокращение спроса на ввод новых мощностей в энергетике;

- до конца 2010-х гг. доля ВИЭ в структуре энергетических мощностей была относительно невысокой. Поэтому характерная для Дании динамика, где доля ВИЭ в энергосистеме превысила 30%, являлась исключением из правил. А так как целью исследования является разработка основных положений АК, то поправки на рост доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии более 15–20% в ближайшие 25–30 лет еще не будут актуальными для российской электроэнергетики. Согласно [205], до 2035 г. доля ВИЭ в установленной мощности энергосистемы не будет превышать 5%.

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. Независимо от размера энергосистемы, данный показатель характеризует востребованный прирост установленной мощности энергосистемы. Он ограничен числом часов использования мощности в году, его снижение указывает на сокращение использования генерирующего оборудования. Значения ЧЧИМ получены как отношение годового объема произведенной электроэнергии к установленной мощности всех генерирующих источников [230] (которые страна представила для учета международной статистикой), они характеризуют эффективность использования генерирующего оборудования.

Таблица 5.1

## Основные параметры ведущих энергетических систем

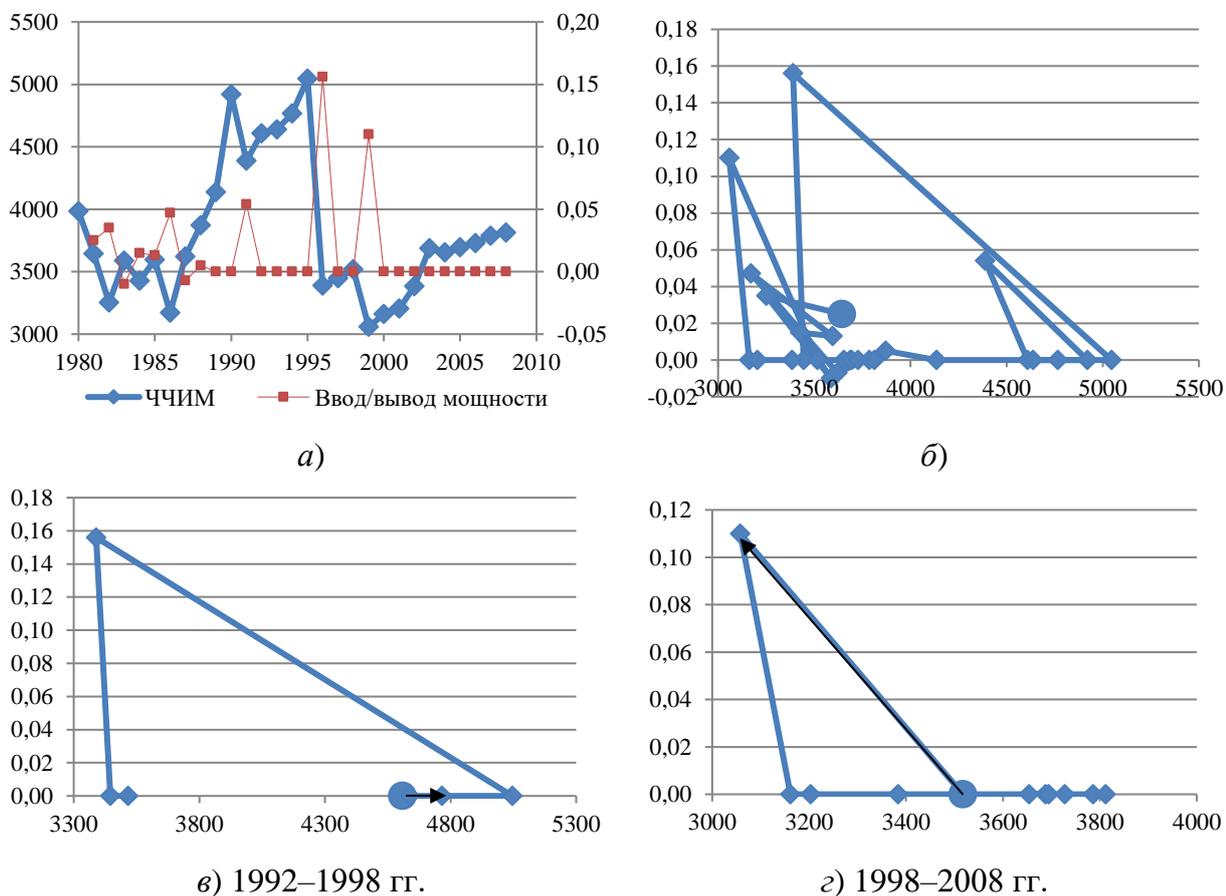
	Установленная мощность, ГВт		Ввод новых мощностей, ГВт/год			Ввод ВИЭ (без ГЭС) ГВт/год	Доля ВИЭ (без ГЭС) в новых вводах
	1980	2008	2006	2007	2008	2008	2008
Мир	1985,4	4625	180,6	174,5	157,2	36,3	0,23
США	578,6	1010	8,2	8,67	15,28	8,58	0,56
Европа	545,3	917,7	24,13	18,62	23,27	15,99	0,69
Китай	65,9	797,1	106,5	91,9	79,73	6,71	0,08
Япония	143,7	280,5	1,39	0,44	1,38	0,45	0,33
Россия		224,2	2,54	2,57	-0,44	0	0
Индия	33,7	177,4	9,06	13,6	7,15	1,84	0,26
Германия		139,3	6,55	2,49	5,2	3,43	0,66
Канада	80,3	127,6	1,11	2,43	1,27	0,54	0,43
Франция	63,7	117,8	-0,07	0,82	1,28	1,37	1
Бразилия	33,4	104	3,48	3,81	3,51	0,75	0,21
Италия	46,67	98,63	3,99	4,11	5,03	1,52	0,3
Испания	30,04	93,53	4,66	7,44	4,85	4,32	0,89
Великобритания	73,64	85,61	1,24	0,89	1,1	0,96	0,87
Южная Корея	9,04	79,86	3,54	3,29	6,49	0,39	0,06
Мексика	16,86	57,23	2,72	2,44	1	0,01	0,01
Австралия	24,14	55,51	0,67	1,97	2,32	0,52	0,23
Украина		54,11	0,25	0,16	0,16	0,09	0,56
Иран	11,83	52,96	3,03	3,42	2,11	0,02	1
ЮАР	20,55	44,07	0,61	0,22	1,36	0,01	0
Турция	5,12	41,82	1,72	0,27	0,98	0,24	0,24
Тайвань	10,66	40,7	1,02	0,71	2,07	0,09	0,04
Таиланд	4,46	40,67	-4,30	7,07	4,55	0	0
Саудовская Аравия	7,36	39,24	2,35	0,67	2,68	0	0
Швеция	27,42	33,94	0,74	0,17	-0,36	0,2	1
Польша	24,72	32,68	0,1	0,14	0,18	0,24	1
Аргентина	12,94	30,97	0,06	0,77	1,85	0	0
Норвегия	20,01	30,79	1,09	0,79	0,47	0,04	0,08
Индонезия	5,21	27,8	0,07	0,3	-0,09	-0,11	0
Дания	7,07	12,5	-0,33	-0,40	-0,12	0,36	1
Мальта	0,13	0,57	0	0	0	0	0

Источник: разработано автором на основе данных [399].

Подход, который применен к анализу энергосистем стран с рыночными отношениями, подробно рассмотрен на примере небольшой островной страны Мальта [230]. Выбор обусловлен условиями, близкими к лабораторному эксперименту: отсутствуют как перетоки электроэнергии (островная энергосистема), так и не появляется новых энергоемких потребителей. Потребление на рассматриваемом 28-летнем интервале росло равномерно, и в энергосистему вводились новые генераторы. На рис. 5.1. а представлена зависимость ЧЧИМ от объема ввода новых мощностей в энергосистему, абсцисса – годы, левая ордината – ЧЧИМ (ч/год), правая ордината – ввод/вывод из эксплуатации генерирующих мощностей (изменение мощности энергосистемы) (ГВт/год).

На рис. 5.1, б показана динамика энергетики Мальты, построенная на основе данных рис. 5.1, а. На фазовой плоскости: абсцисса – ЧЧИМ, ордината – ввод/вывод

новых генерирующих мощностей для интервала 1981–2008 гг. Жирной точкой выделен первый год рассматриваемого периода (в данном случае 1981 г. – точка начала движения на фазовой плоскости). Если на фазовом портрете не указан период рассмотрения, то по умолчанию он охватывает интервал 1981–2008 гг. и расположен на рисунке с индексом «б».



**Рис. 5.1.** Динамика развития энергетики Мальты

Источник: рис. 5.1–5.24, 5.26, 5.27 разработано автором на основе данных [399].

Для детализации развития энергосистемы на рис. 5.1, в и 5.1, г показаны более короткие периоды времени. На рис. 5.1, в изображена динамика за 1992–1998 гг.: ЧЧИМ увеличивался с 4609 ч в 1992 г. (выделенная точка) до 5046 ч 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 мощностей всех генерирующих мощностей до 3389 ч. В последующие два года новые мощности не вводились, а увеличение объема потребления электроэнергии вызвало рост ЧЧИМ до 3446 ч. (1997 г.) и 3517 (1998 г.) ч. С выделенной точки (1998 г.) с координатами (3517;0) начинается фазовый портрет на рис. 5.1, г. Ввод новой электростанции мощностью 110 МВт в 1999 г. привел к снижению ЧЧИМ до 3058 ч. Последующее развитие экономики вызывало рост ЧЧИМ на протяжении 2000–2008 гг. до 3812 ч. [230].

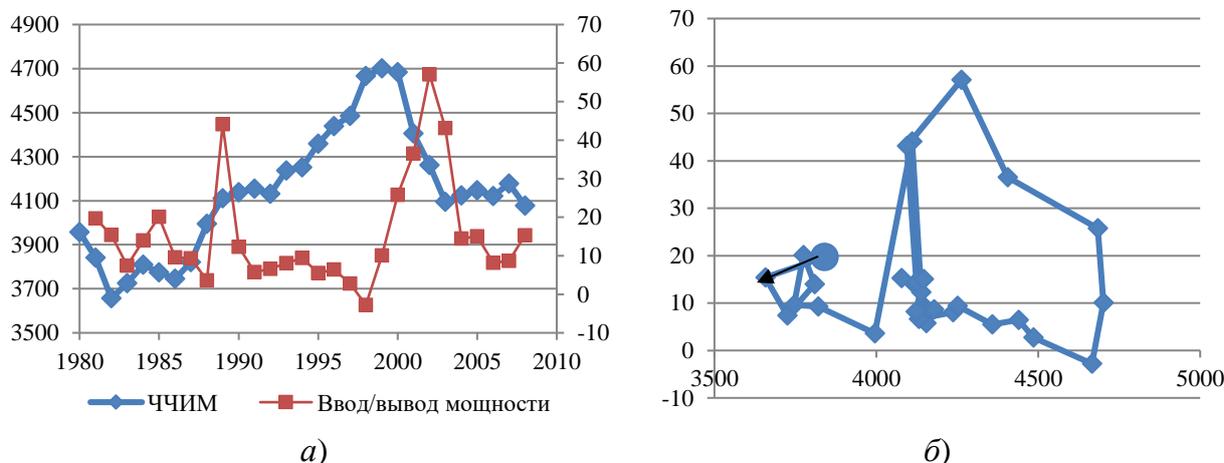
Далее рассмотрим, насколько типична подобная динамика при развитии энергосистемы страны с рыночной экономикой. На рис. 5.2–5.24 и 5.26–5.27 с индексами:

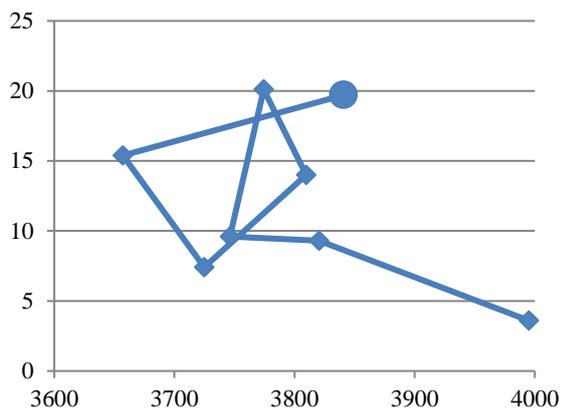
а) показана динамика изменения установленной мощности энергосистемы (разница между мощностью в году  $n+1$  и году  $n$ ), выраженная в ГВт (тонкая линия, правая шкала), на протяжении 1981–2008 гг. (отрицательная величина указывает на превышение вывода из эксплуатации мощностей над новым строительством) и ЧЧИМ (ч/год);

б) динамика энергосистемы на фазовой плоскости в 1981–2008 гг., где по оси абсцисс указано ЧЧИМ (ч/год), а по оси ординат – изменение мощности энергосистемы (ГВт); первый год помечается жирной точкой. Если рисунок б оказывается сложным и/или требуется выделить некоторые дополнительные интервалы времени, на рисунках с индексами в и г представлены части кривой рисунка б с указанием периода и с такими же, как и на рисунке б, обозначениями [230].

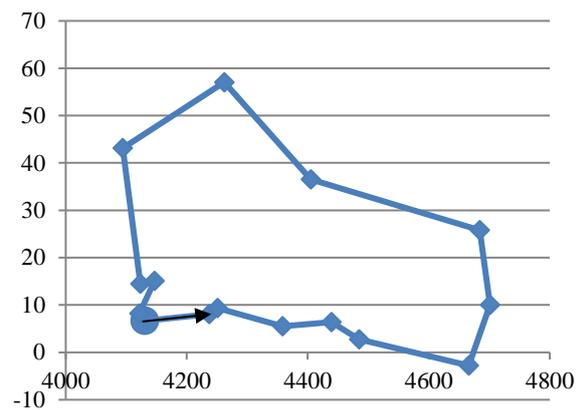
Страной с самой мощной и развитой энергетикой является США (рис. 5.2). Несмотря на все трансформации в энергосистеме, цена электроэнергии с учетом инфляции в США оставалась практически неизменной. Если динамику энергосистемы США 1981–1988 гг. (рис. 5.2, в) с помощью гипотезы циклов объяснить достаточно сложно, то расположение точек на фазовой плоскости энергетики США 1992–2006 гг. является закономерным. На фазовой плоскости представлен цикл, вращающийся против часовой стрелки, с периодом около 12 лет. На рис. 5.2, а и 5.2, г показано, как кратное увеличение ввода новых мощностей в 2000–2003 гг. от среднего 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.

Рост ввода мощностей в США в 2008 г. до 15,283 ГВт от среднего уровня 8–9 ГВт/год объясняется ростом 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. при ЧЧИМ ветроустановок более чем в два раза меньшим, чем в среднем в энергосистеме, не привело к значимому изменению ЧЧИМ.



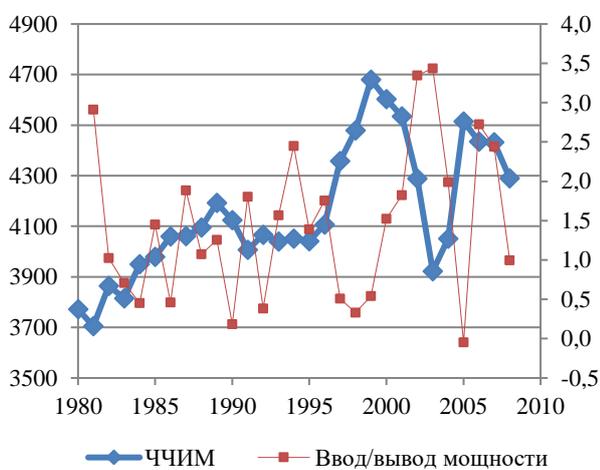


е) 1981–1988 гг.

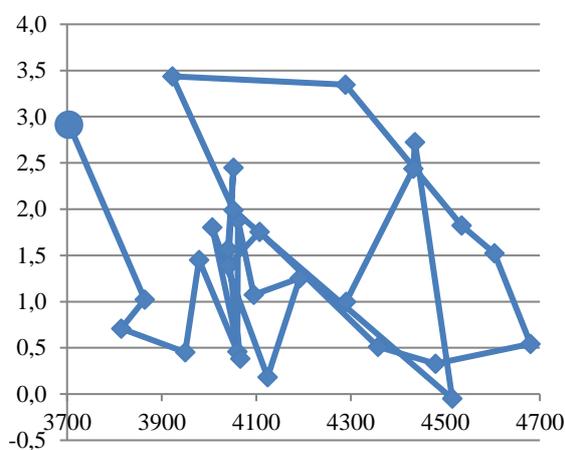


з) 1992–2006 гг.

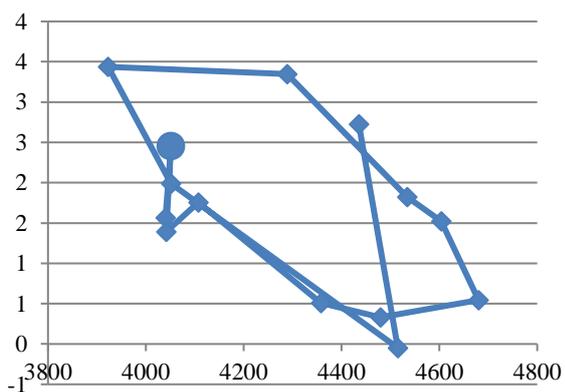
**Рис. 5.2.** Динамика развития энергетики США



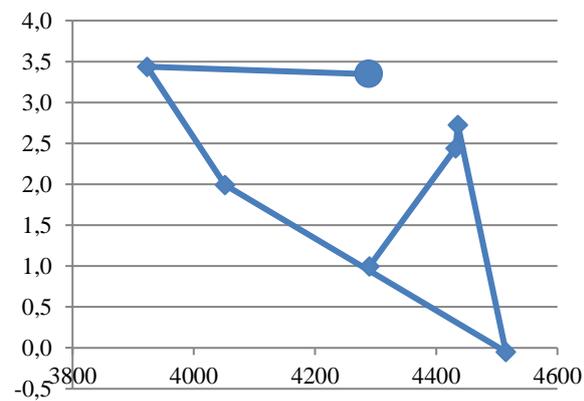
а)



б)



в) 1993–2006 гг.



г) 2002–2008 гг.

**Рис. 5.3.** Динамика развития энергетики Мексики

Кроме роста ЧЧИМ Мексики с 3900 до 4300 ч/год (рис. 5.3) в силу достаточно сильной взаимосвязи между энергосистемами этой страны и США, на фазовой диаграмме рис. 5.3, в также можно наблюдать цикл с периодом около 12 лет. Время циклов (1993–2006 гг.) Мексики и США совпадают (рис. 5.2, з) [230]. 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. В терминах модели «хищник – жертва» увеличение численности «жертв» (ЧЧИМ) не потребовало роста числа «хищников» (новых вводов энергетических мощностей), а в результате научно-технического прогресса в технологиях потребления электроэнергии произошло их уменьшение. 12-летний цикл для периода, когда он наблюдался в США и Мексике, на фазовой плоскости Канады изображен на рис. 5.4, в. На примере Канады можно наблюдать постепенный рост ЧЧИМ с 4600 ч в 1980–1984 гг. до 4950 ч в 1997–2008 гг. (рис. 5.4) На фоне длительного тренда наблюдаются скачки в ЧЧИМ продолжительностью в один год, которые на фазовой плоскости отображены в виде выростов в горизонтальном направлении. Ненаблюдаемое на предыдущих фазовых портретах явление объясняется значительной долей ГЭС (более 60%) в энергосистеме Канады. Годичные флуктуации водности рек проявляются в изменении объема выработки всей энергосистемы и сопровождаются изменением внешней торговли электроэнергией с единственным соседом – США. Данное предположение подтверждается аналогичной динамикой, представленной на фазовой плоскости энергетики Норвегии, где доля энергии ГЭС составляет 99% [230].

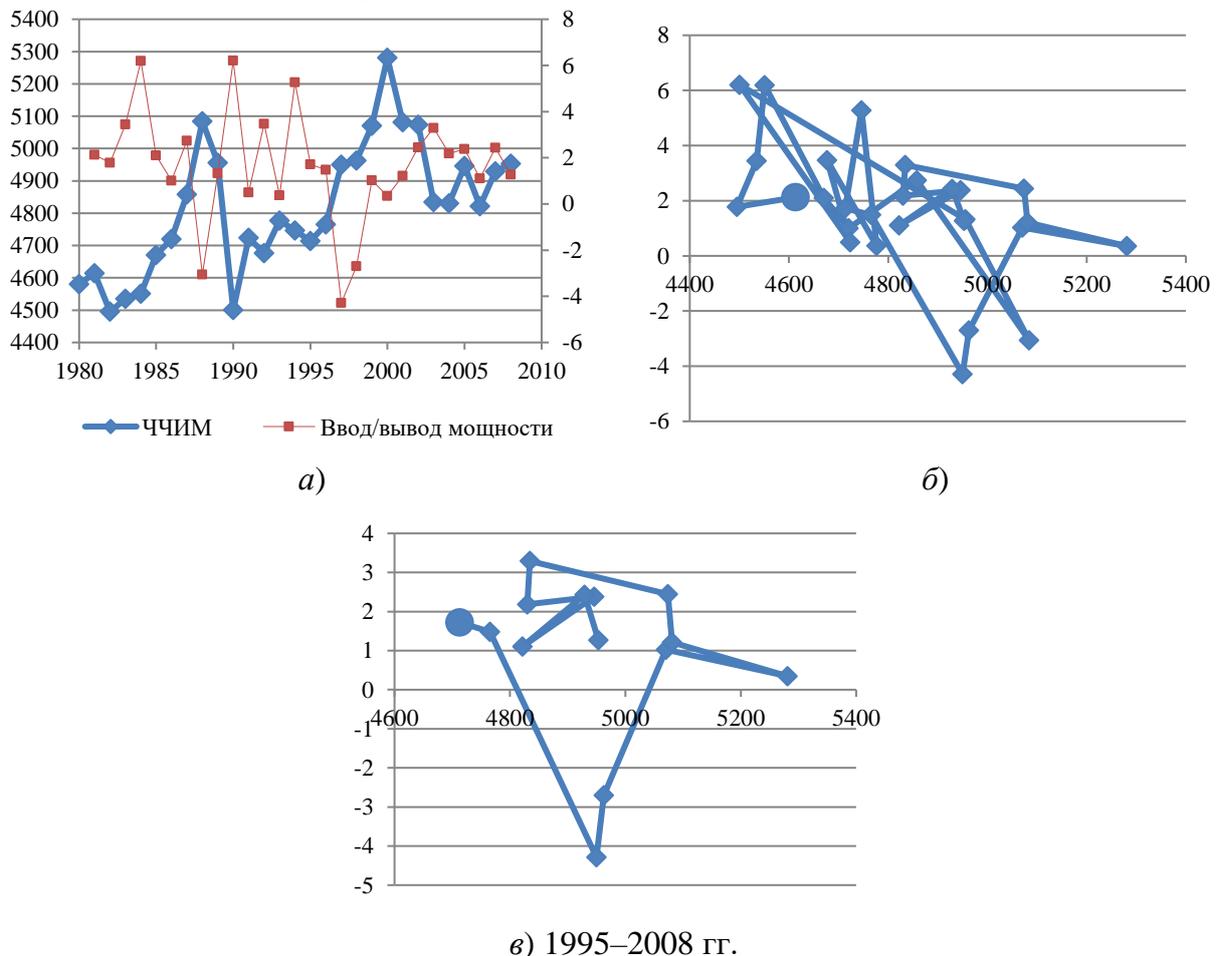
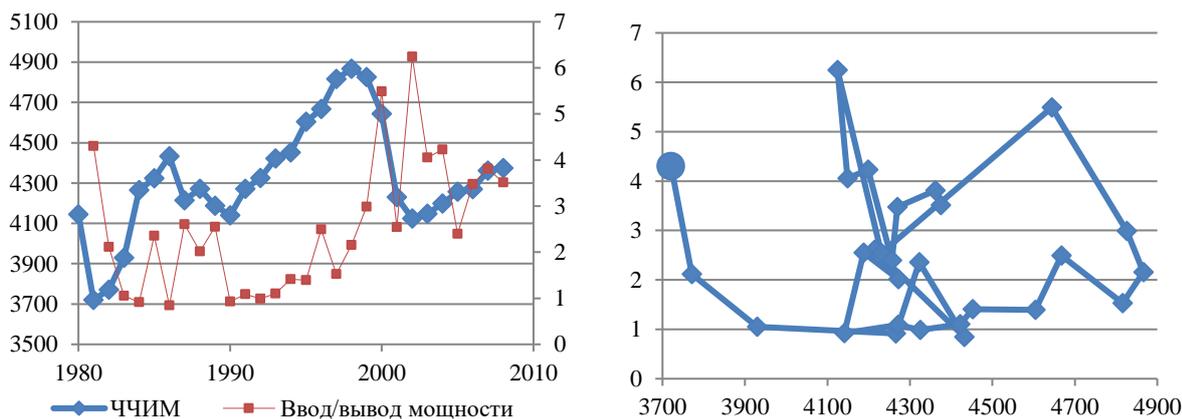
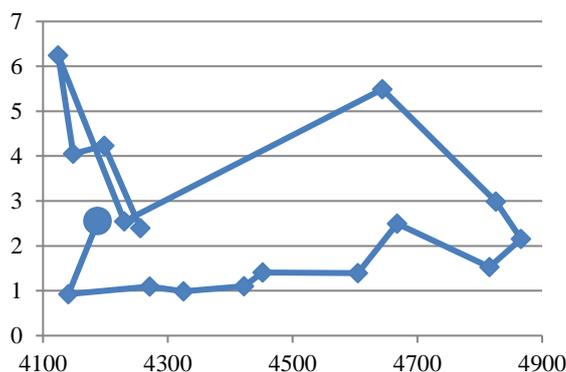


Рис. 5.4. Динамика развития энергетики Канады



а)

б)

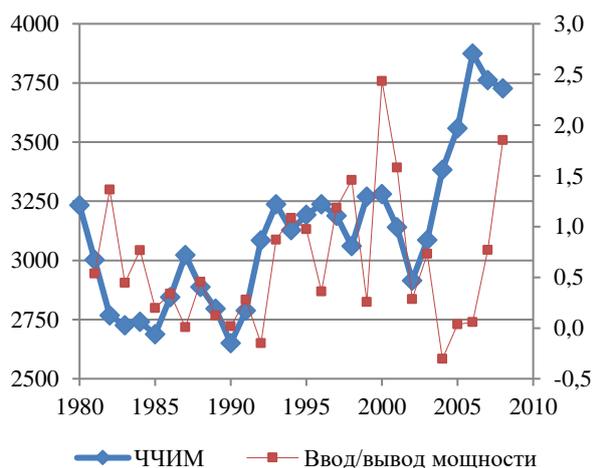


в) 1989–2005 гг.

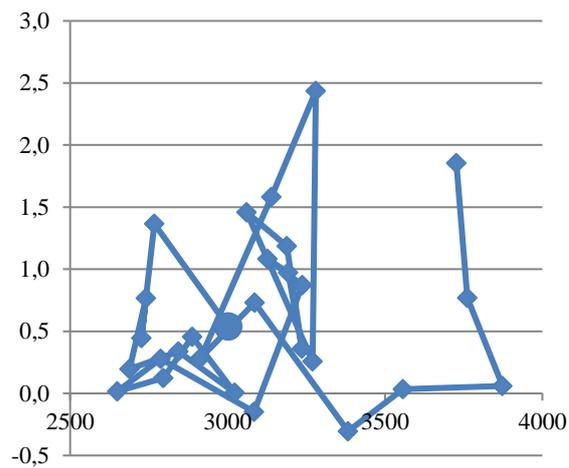
**Рис. 5.5.** Динамика развития энергетики Бразилии

Динамика ЧЧИМ Бразилии характеризуется снижением с 4145 ч в 1980 г. до 3721 ч в 1981 г. и дальнейшим ростом до 4866 ч на протяжении 17 лет с последующим снижением до 4124 ч в 2002 г. Этому можно найти объяснение, рассмотрев совместно динамику и объем нового энергетического строительства (рис. 5.5). Увеличение мощности энергосистемы на 4,302 ГВт в 1981 г. (с 33,366 ГВт) вызвало снижение ЧЧИМ в 1981 г. Последующее развитие экономики позволили повысить ЧЧИМ до 4866 ч в 1988 г. 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 в 17-летнем тренде увеличения загрузки оборудования. В дальнейшем снижение объемов нового строительства до 3,5 ГВт/год позволило возобновить рост ЧЧИМ. В итоге сформирован вращающийся против часовой стрелки 12-летний цикл 1989–2001 гг.

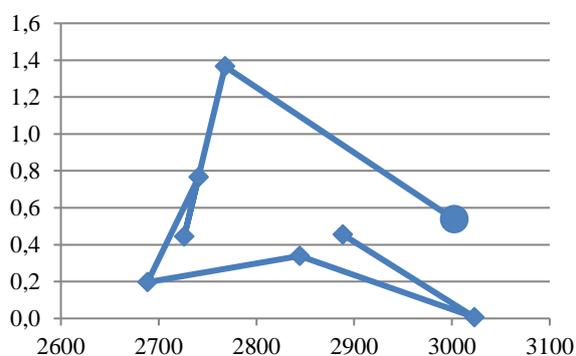
На фазовой плоскости энергетики Аргентины выделяются два цикла: 1981–1988 гг. и 1998–2005 гг., на которых фазовая точка движется против часовой стрелки (рис. 5.6, в и 5.6, г) [230]. Первый цикл начал формироваться до периода наблюдения, второй завершится после 2008 г.



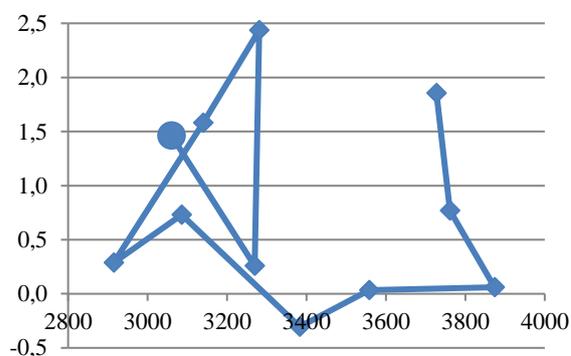
а)



б)



в) 1981–1988 гг.

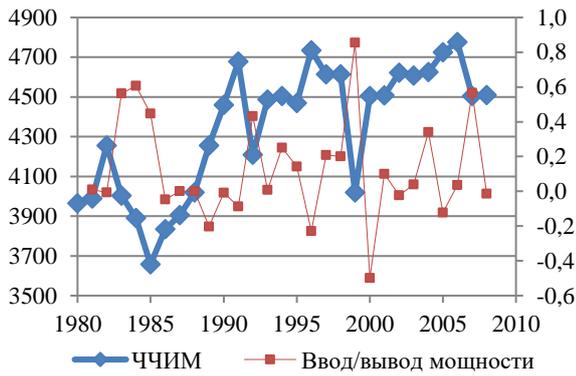


г) 1998–2008 гг.

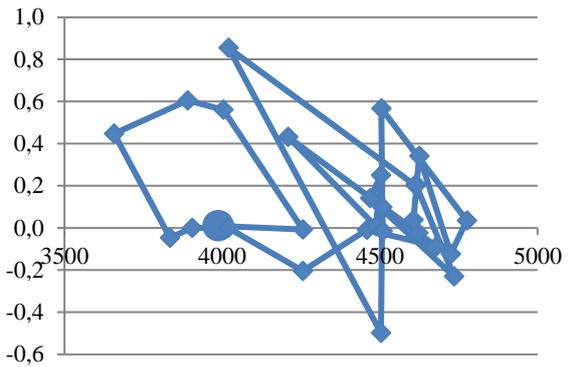
**Рис. 5.6.** Динамика развития энергетики Аргентины

Гипотеза о целесообразности применения модели «хищник – жертва» была проверена в первую очередь на примерах энергосистем стран, образующих замкнутые системы, не связанные перетоками электроэнергии с другими странами. Именно поэтому анализа был начат с Мальты. Далее он продолжен другими островными странами. Следующей рассматривается энергосистема Новой Зеландии. Фазовая плоскость, описывающая энергетику Новой Зеландии в 1981–2008 гг., делится на два интервала, на протяжении которых развивались циклы с движением против часовой стрелки (рис. 5.7, в, 5.7, г). Рост ЧЧИМ с 4000 ч в 1980–1988 гг. до 4600 ч 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. 5.7, в) [230].

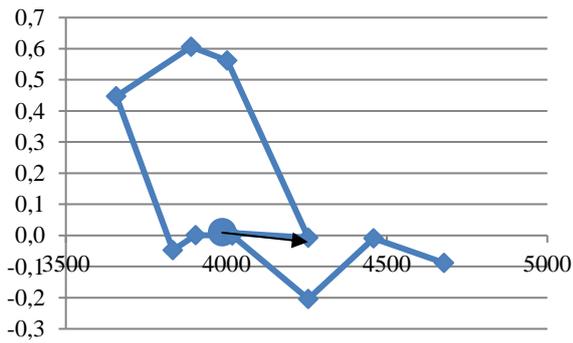
Рост эффективности использования мощности энергосистемы с 3500 ч в 1980-е гг. до 4400 ч произошел в Австралии в первом десятилетии XXI в. На фазовой плоскости можно проследить, как рост объемов энергетического строительства привел к временным изменениям в динамике ЧЧИМ (рис. 5.8).



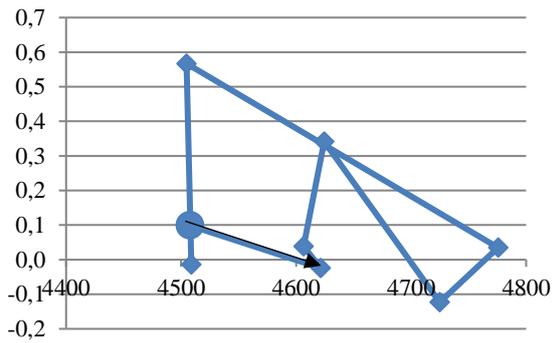
а)



б)

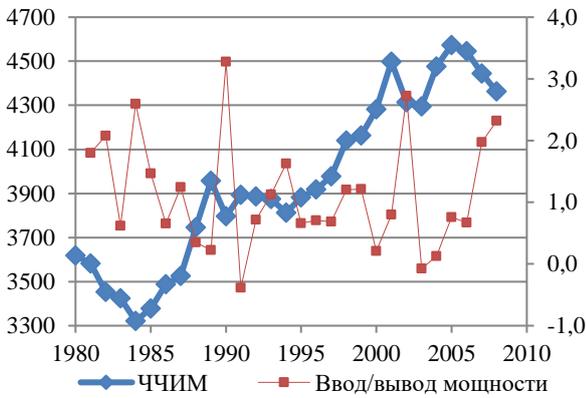


в) 1981–1991 гг.

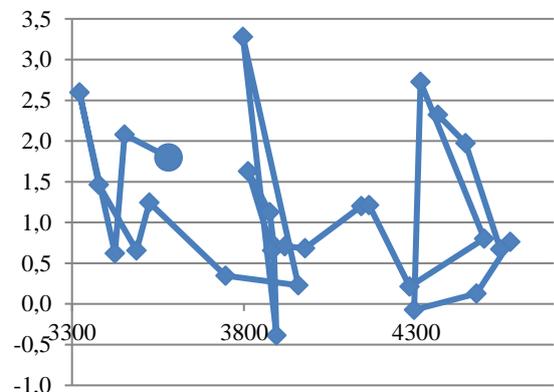


г) 2001–2008 гг.

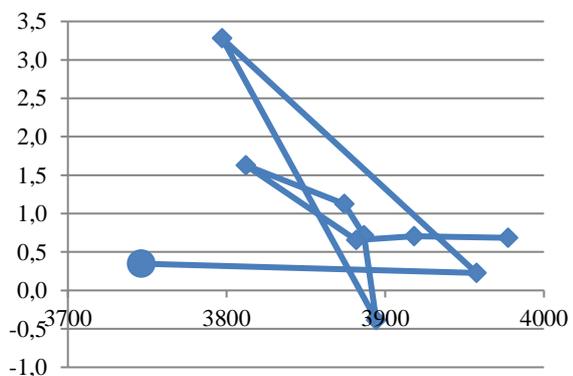
Рис. 5.7. Динамика развития энергетики Новой Зеландии



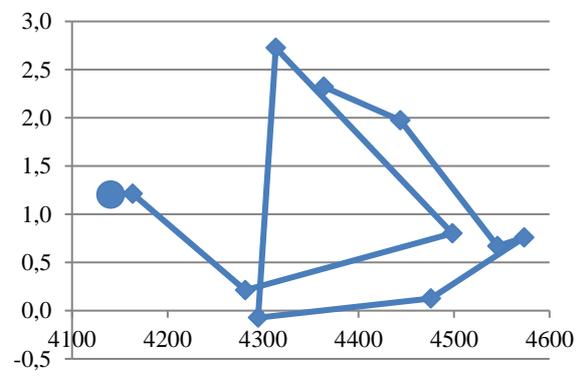
а)



б)



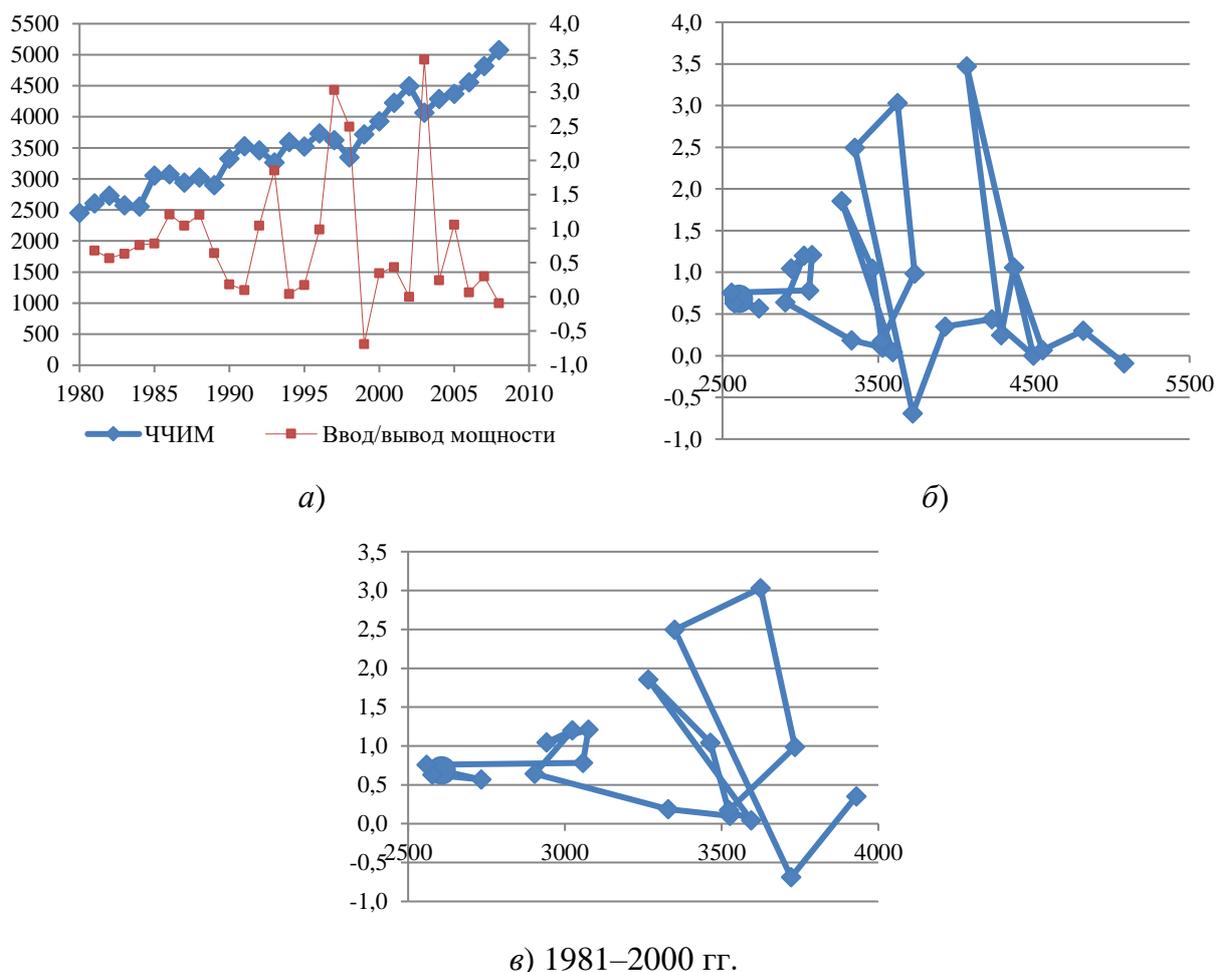
в) 1988–1997 гг.



г) 1998–2008 гг.

Рис. 5.8. Динамика развития энергетики Австралии

На примере Индонезии можно наблюдать плавный рост ЧЧИМ, начиная с 2454 ч в 1980 г. до 5078 ч в 2008 г. (рис. 5.9). Подобная динамика ЧЧИМ была возможна в результате отсутствия роста 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 ГВт на 3,03 ГВт в 1997 г. и на 2,494 ГВт в 1998 г., произошло временное снижение ЧЧИМ (подавление «хищником» «жертв»), что нашло выражение в появлении цикла на фазовой плоскости, который описывает динамику энергосистемы Индонезии в 1995–2000 гг. (рис. 5.9, в) [230.].



**Рис. 5.9.** Динамика развития энергетики Индонезии

Как можно 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. 5.10). Высокие темпы экономического развития Японии 1960–1980-е гг. требовали постоянного роста мощности энергосистемы. В результате была сформирована мощная конкурентоспособная отрасль – энергомашиностроение, обеспечивающая ввод мощностей на уровне 3,8–4 ГВт/год. Объемы нового строительства росли, а опережающее развитие экономики

обеспечивало рост ЧЧИМ энергосистемы Японии до 1991 г. Снижение темпов развития экономики Японии в 1990-е гг. вызвало уменьшение спроса на прирост мощности энергосистемы. Начавшееся снижение ЧЧИМ повлекло за собой сужение нового строительства до 0,8 ГВт/год после 2005 г.

Однако инерционность и длительность реализации проектов в энергетике (ввод нового объекта энергетики – событие, которое происходит не ранее, чем через 2–7 лет после принятия решения о реализации проекта) не позволили резко снизить объемы строительства 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 находилась 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. 5.10, в), иллюстрирующий период, когда происходило изменение динамики нового энергетического строительства [230].

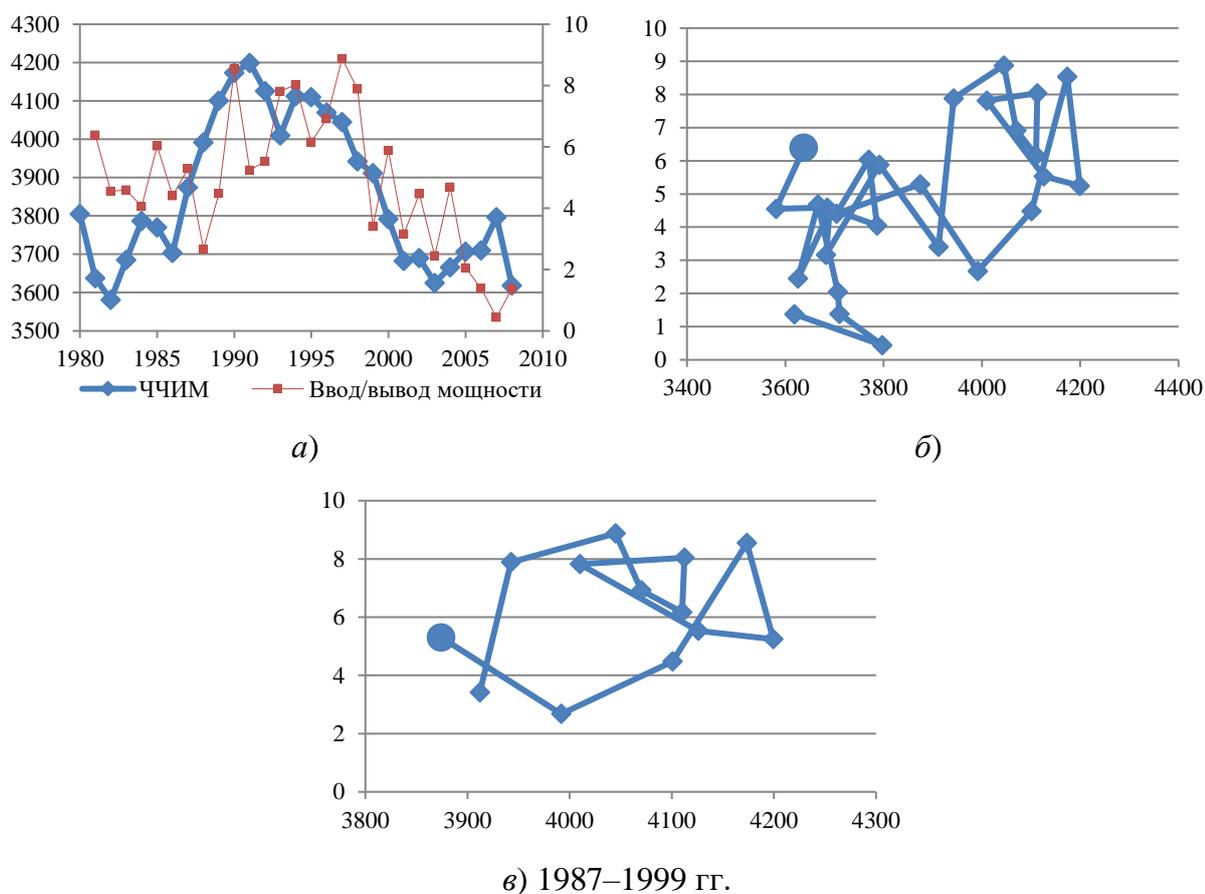
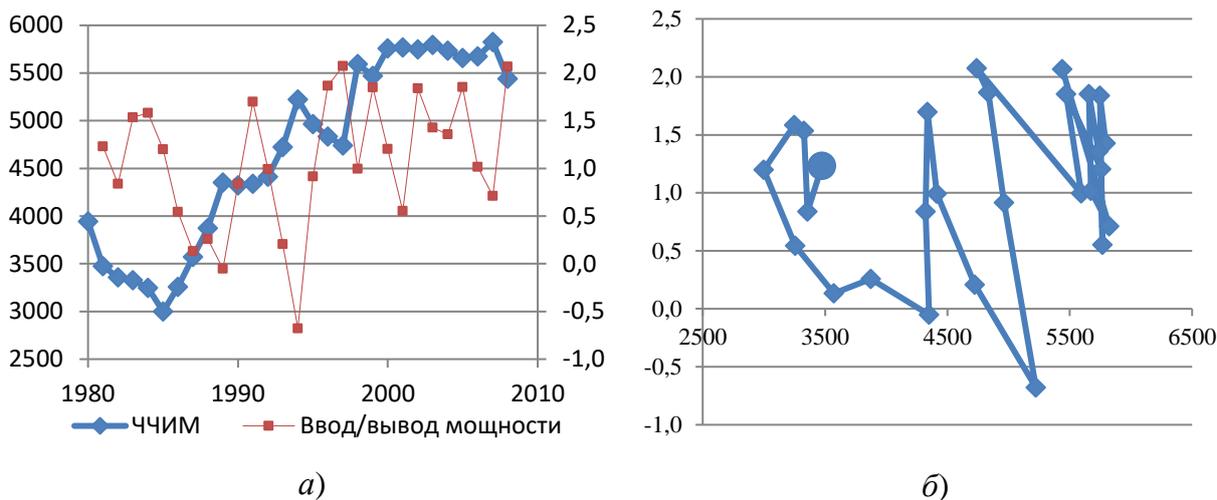


Рис. 5.10. Динамика развития энергетики Японии



**Рис. 5.11.** Динамика развития энергетики Тайваня (КНР)

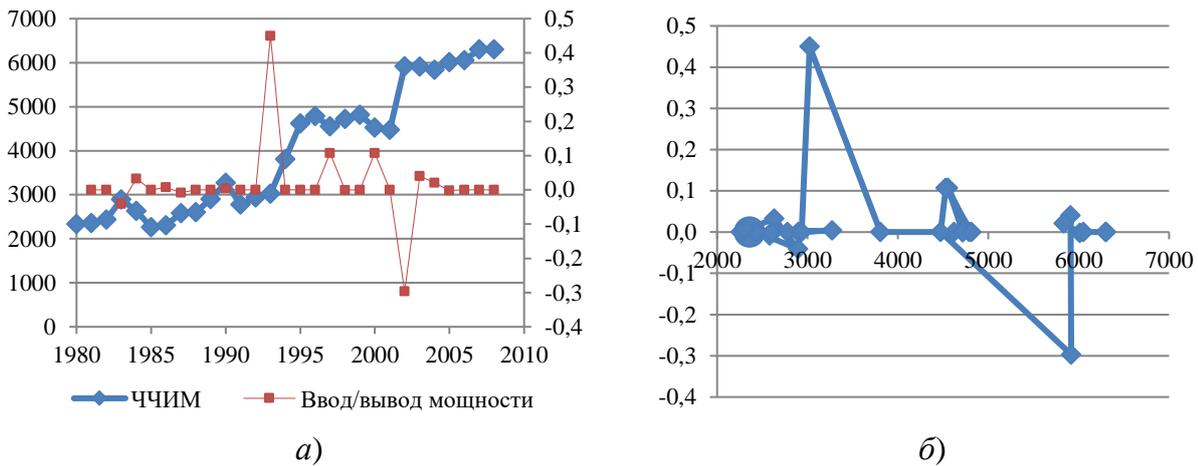
Энергетика Тайваня является одним из немногих примеров равномерного роста мощности энергосистемы без снижения ЧЧИМ на протяжении длительного периода (1997–2007 гг.). На такой режим развитие энергетики Тайваня вышло после снижения ЧЧИМ с 3942 ч в 1980 г. до 2999 ч в 1985 г. в результате ввода новых мощностей 1980–1984 гг. при недостаточном темпе экономического роста (рис. 5.11). Несмотря на то, что ежегодный объем энергетического строительства в 1980–1984 гг. и 1995–2008 гг. не изменился (1,5 ГВт/год), в результате увеличения темпов экономического развития этого «азиатского тигра» на протяжении 10-летнего периода сохранилась без снижения эффективность использования энергетического оборудования. На фазовой плоскости можно видеть практически полный цикл 1981–1991 гг. [230]. Появление рис. 5.12, показывающего динамику развития энергетики маленькой страны Ямайки, вызвано двумя причинами.

1. Энергетика острова Ямайка продемонстрировала рост эффективности использования мощностей с 2339 ч в 1980 г. до 6303 ч в 2008 г. Достигнутый уровень ЧЧИМ является одним из самых высоких и практически таким единственным в мире: его значение превышало 6000 ч и сохранялось на протяжении более четырех 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.

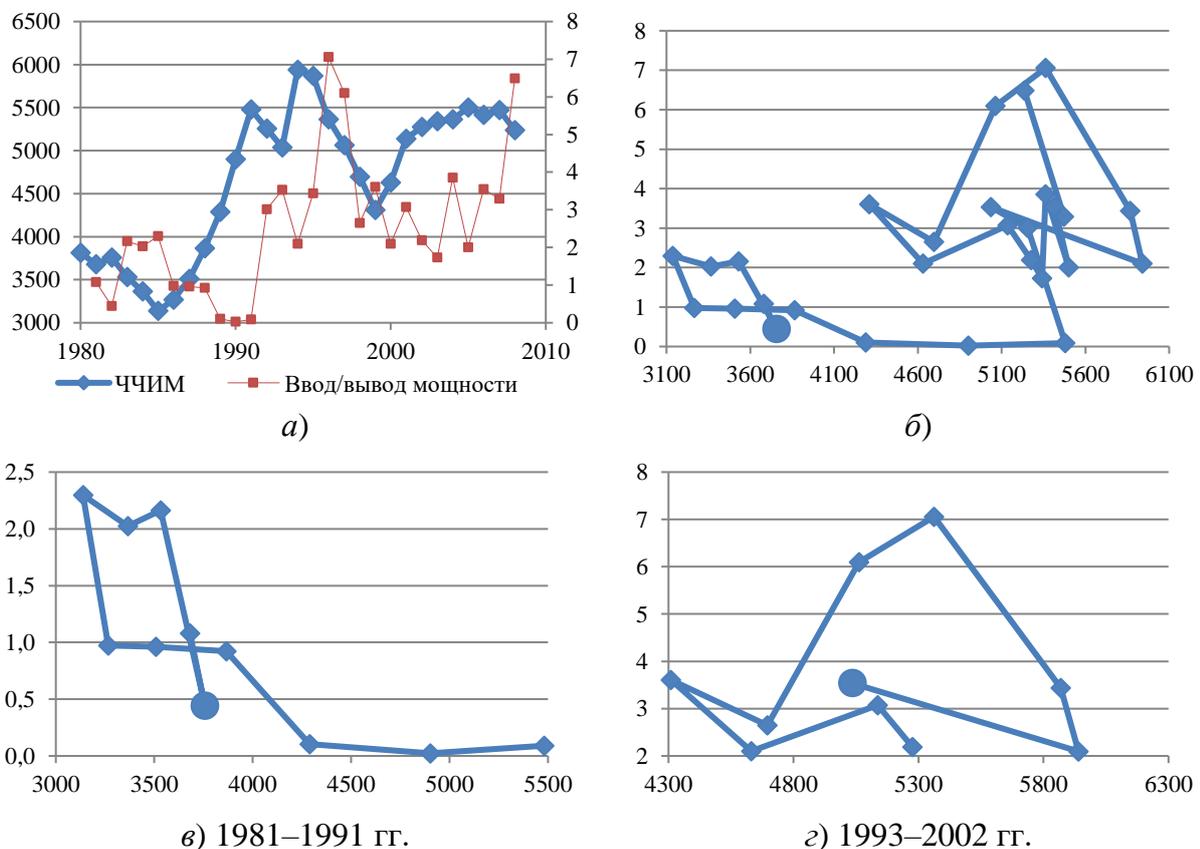
Устойчивый рост использования мощностей на протяжении семи лет с 5919 ч в 2002 г. до более 6300 ч, требует более внимательного исследования организации системы потребления электроэнергии в этой стране [230].

На этом завершим рассмотрение островных стран и вернемся к описанию энергетики ведущих мировых экономик.



**Рис. 5.12.** Динамика развития энергетики Ямайки

Энергетика Южной Кореи продемонстрировала один из самых высоких темпов роста ЧЧИМ – с 3138 ч в 1985 г. до 5840 ч в 1994 г. (рис. 5.13), что вызвало рост инвестиций в энергетическое строительство. Увеличение мощности энергосистемы на 7,957 ГВт в 1996 г. и на 6,095 ГВт в 1997 г. вызвало снижение загрузки мощностей до 4310 ч в 1999 г. Дальнейшая стабилизация ЧЧИМ произошла на уровне 5400 ч. На фазовой плоскости можно наблюдать два цикла в развитии энергосистемы: 1981–1989 гг. 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 ч в 2007 г. до 5236 ч в 2008 г. [230].



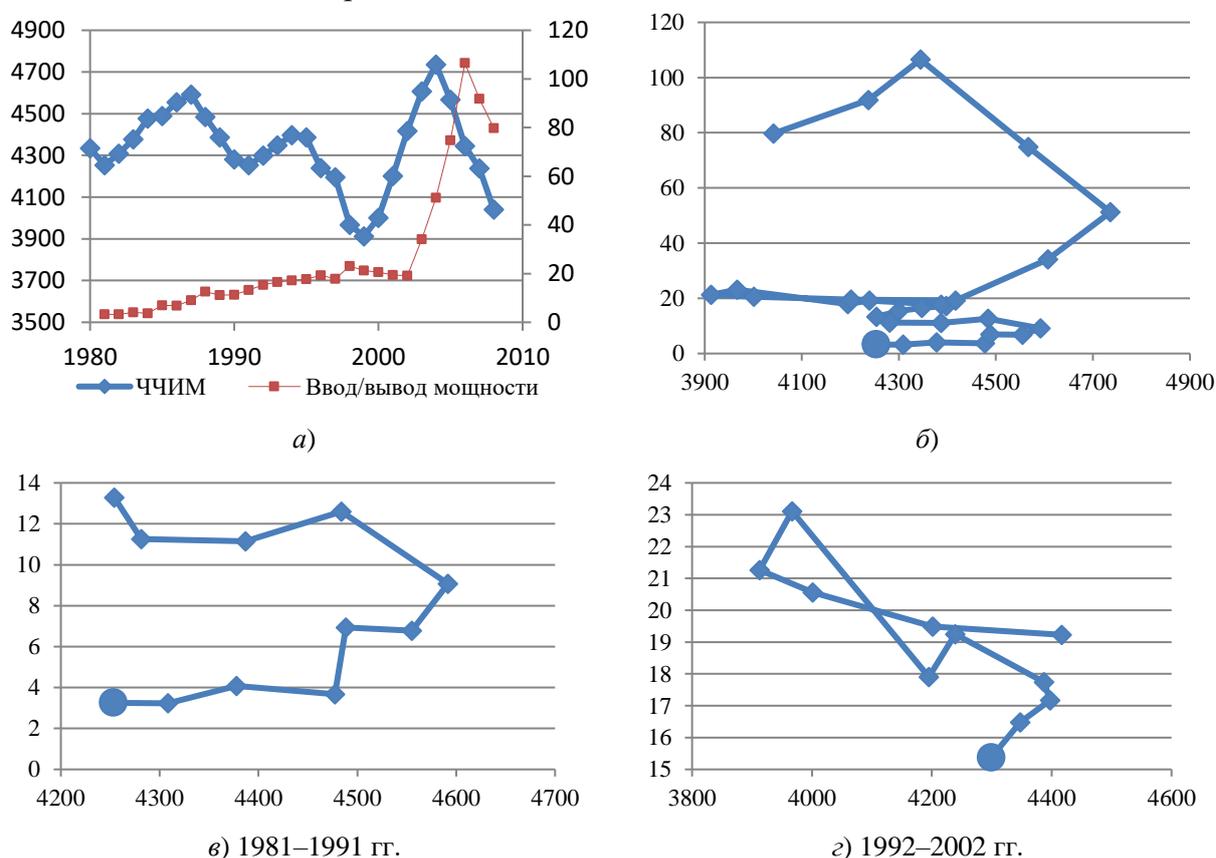
в) 1981–1991 гг.

z) 1993–2002 гг.

**Рис. 5.13.** Динамика развития энергетики Южной Кореи

Зависимость роста ввода новых генерирующих мощностей и снижение ЧЧИМ можно увидеть в развитии энергетики Китая (рис. 5.14). 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. в 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% нововведенной мощности ВИЭ, при этом ЧЧИМ ветроэнергетики Китая 2008 г. составило 1213 ч/год. Суммарная установленная мощность ветроэнергетики Китая в 2008 г. составила 12,17 ГВт, или 1,5% суммарных мощностей страны.

На фазовой плоскости в развитии энергетики выделяются три цикла примерно одинаковой продолжительности ~12 лет (рис. 5.14): 1980–1991 гг., 1991–2003 гг. и цикл, начавшийся в 2003 г. и продолжающийся после 2008 г.

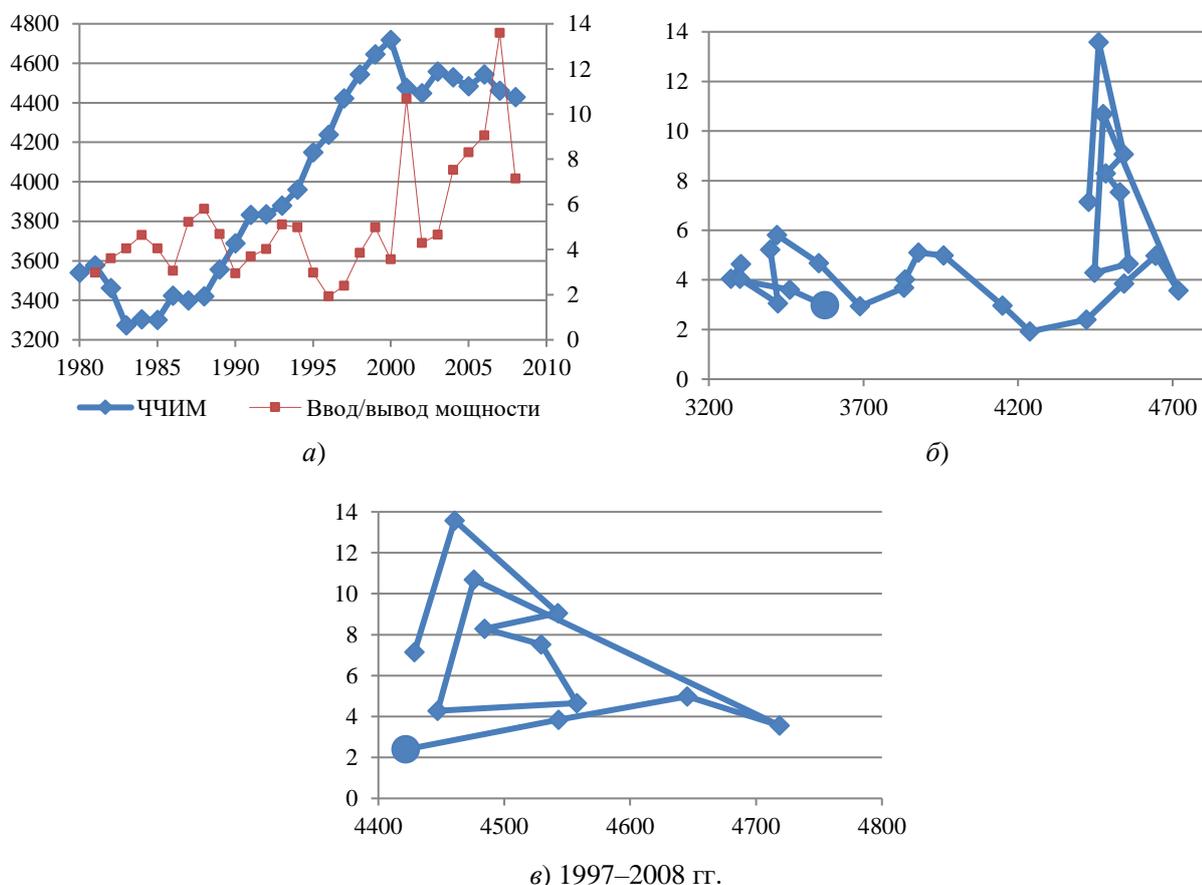


**Рис. 5.14.** Динамика развития энергетики Китая

Сопоставление данных на рис. 5.14 и 5.7 указывает на практически полную синхронизацию с динамикой, наблюдаемой в энергетике Новой Зеландии. Объяснить данное явление интегрированностью экономик Новой Зеландии и Китая (что наблюдалось при сравнении динамик США и Мексики (рис. 5.2, г и 5.3, в)) невозможно. Требуется специального исследования возможная связь этого явления с 12-летним циклом солнечной активности и работами А.Л. Чижевского [326]. При рассмотрении энергетики Китая следует

принять во внимание темп роста ее экономики – не менее 7%/год, чем 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. 5.14, в и 5.14, г) в виде смещения нижней части циклов в области с более высокими значениями ординат (объемов новых вводов) [230].

На основе проведенного анализа был сделан прогноз, согласно которому с 2009 г. средний объем ввода новых мощностей традиционной энергетики в Китае не будет далее возрастать и будет менее 80 ГВт/год. В 2020 г. установленная мощность традиционной энергетики Китая увеличилась с 840 до 1670 ГВт, среднегодовой прирост мощностей не превышал 70 ГВт.

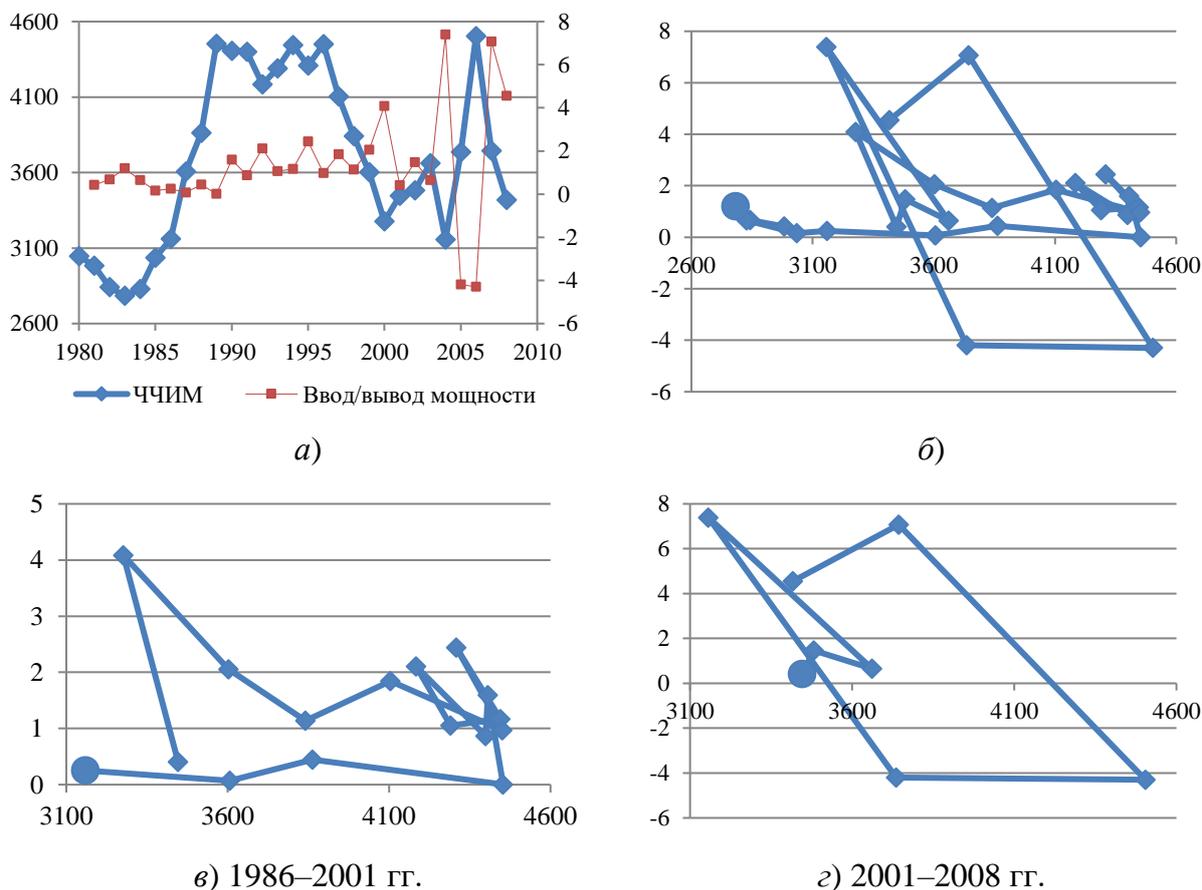


**Рис. 5.15.** Динамика развития энергетики Индии

На примере Индии можно видеть, что ЧЧИМ определяется в первую очередь технологическими возможностями совокупности электротехнических комплексов и систем потребителей, а не спросом со стороны не готовой ее использовать экономики. При низком подушном потреблении электроэнергии (150 кВт·ч/чел. в год в начале 1980-х гг. и 655 кВт·ч/чел. – в 2008 г.), которое было более чем в 10 раз ниже по сравнению с развитыми странами. Проблема невысокой загрузки генерирующих мощностей заключается не в отсутствии потребителей, не в малом удельном подушном электропотреблении, не в структуре энергетических мощностей, а в технологических возможностях

совокупности потребителей обеспечить равномерное потребление. Можно проследить, как в результате технологического прогресса ЧЧИМ планомерно увеличивалось на фоне равномерного увеличения мощности энергосистемы с 1984 г. по 2000 г. – самый длительный рост из всех рассмотренных стран (рис. 5.15) [230].

Увеличение объемов ввода новых мощностей с устоявшегося среднего значения в 3–3,5 ГВт /год до 10 ГВт привело к снижению ЧЧИМ Индии с 4719 ч в 2000 г. до 4476 ч 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. 5.15, в). Двойной цикл, описывающий индийскую энергетику Индии в 1997–2008 гг. (рис. 5.15, з) и вращающийся против часовой стрелки, напоминает фазовую плоскость энергетики Австралии 1998–2008 гг. (рис. 5.8, з). А это подтверждает правомерность 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 периоду изменения солнечной активности [230].



**Рис. 5.16.** Динамика развития энергетики Таиланда

Нестандартная и крайне неравномерная динамика ЧЧИМ Таиланда находит логичное объяснение при его рассмотрении на фазовой плоскости. Можно выделить два цикла – 1986–2001 гг. (рис. 5.16, в) и 2001–2008 гг. (рис. 5.16, г), вращающихся против

часовой стрелки, на которых видна взаимосвязь между динамикой ЧЧИМ и объемом ввода новых энергетических мощностей.

ЧЧИМ Ирана увеличилось с 1796 ч в 1980 г. до 3788 ч в 2008 г. На фазовой плоскости можно видеть цикл 1990–2000 г., иллюстрирующий снижение ЧЧИМ в период 1991–1995 гг. (рис. 5.17). В 1999–2004 гг. в Иране произошел рост объема нового строительства при росте ЧЧИМ. С точки зрения модели «хищник – жертва», данное явление можно объяснить расширением ареала обитания как «жертв», так и «хищников». Как следует из данных на рис. 5.1–5.16, подобное наблюдается крайне редко не только в развитых странах, где экстенсивное развитие электроэнергетики завершилось, но и в странах с развивающейся экономикой, проводящих электрификацию новых ниш народного хозяйства [230].

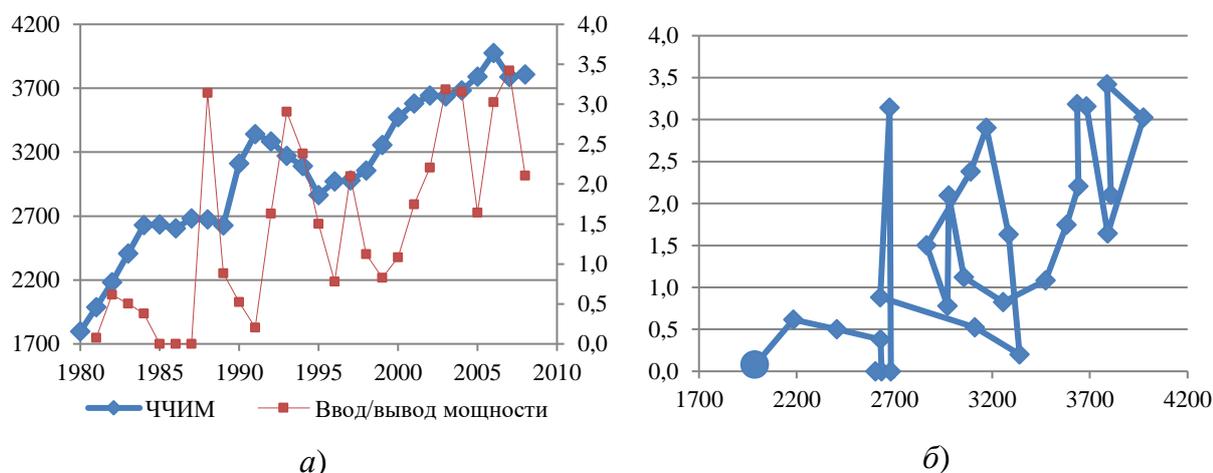


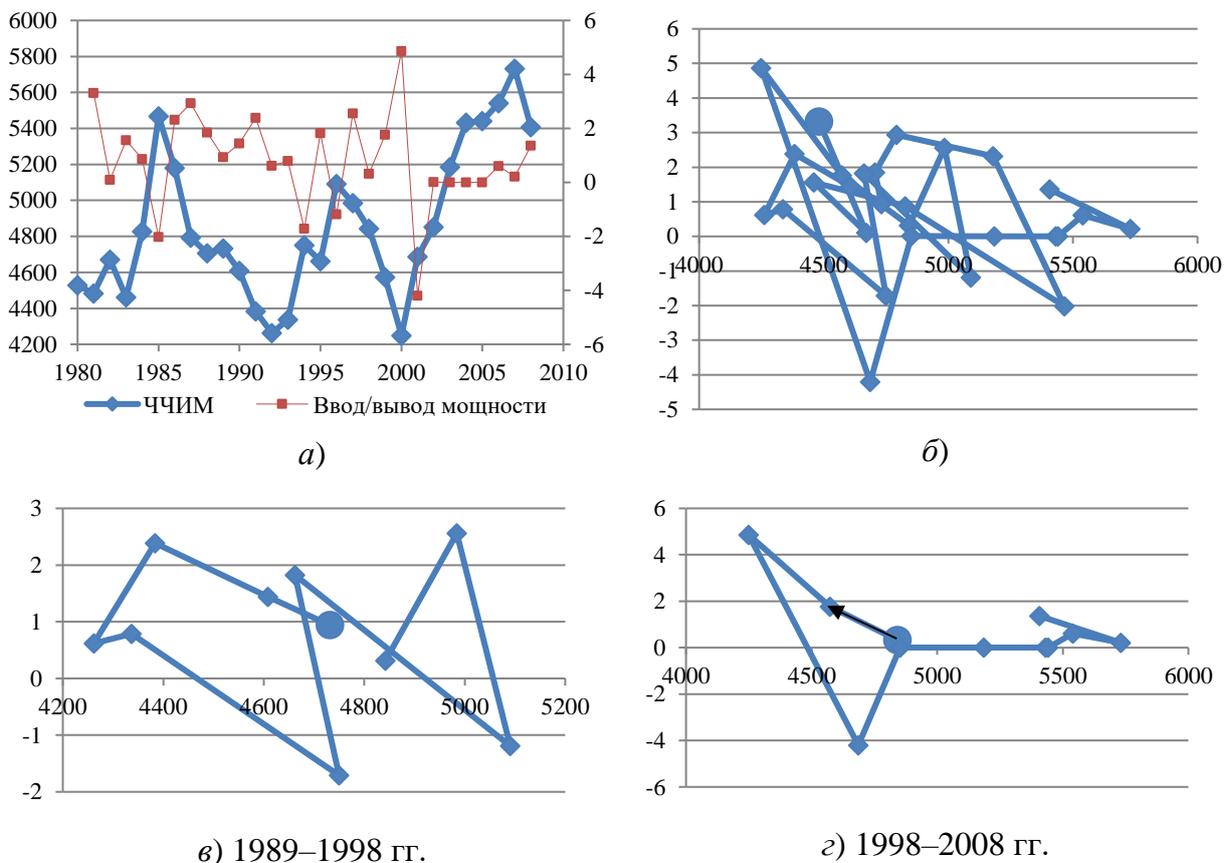
Рис. 5.17. Динамика развития энергетики Ирана

Как можно видеть, рост эффективности использования энергетического оборудования, как и доступности электроэнергии, является объективным процессом, который прослеживается в развитии энергосистем всех рассмотренных стран за исключением Японии после 1991 г. Возможным объяснением отличительной особенностью ниспадающей динамики ЧЧИМ Японии периода «потерянного десятилетия» (1991–2001 гг.) и последующей стабилизации на низком значении после его окончания является обнуление стоимости кредита в этой стране. Пример Японии указывает на границы функционирования механизма самосогласования эффективности использования оборудования в электроэнергетике и строительства электростанций. При экзогенных воздействиях на финансовую систему страны этот механизм перестает функционировать.

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. 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 в ЮАР до еще более высокого значения – 5731 ч в 2007 г. рост объема ввода новых мощностей с

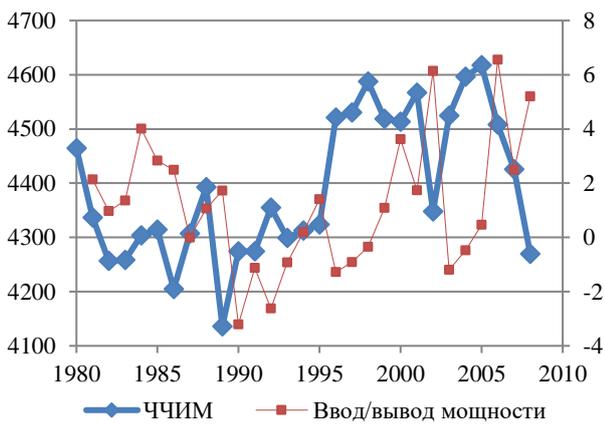
1986 по 1992 г. и с 1997 по 2000 г. приводил к снижению ЧЧИМ. Это в свою очередь было причиной полного отсутствия нового строительства в 2002–2005 гг. и незначительных объемов ввода новых мощностей, причем в основном – возобновляемых источников энергии уже после 2005 г. (рис. 5.18, в и 5.18, з) [230].

Рассмотрение эволюционной динамики энергосистем ведущих экономик мира будет неполным без стран Европы. Особенностью энергетических балансов европейских стран являются значительные межгосударственные перетоки электроэнергии. Кроме этого, страны Европы в рассматриваемый период являлись лидерами в использовании возобновляемых источников энергии, поэтому при анализе ЧЧИМ у европейских стран больше внимание уделено именно ВИЭ.

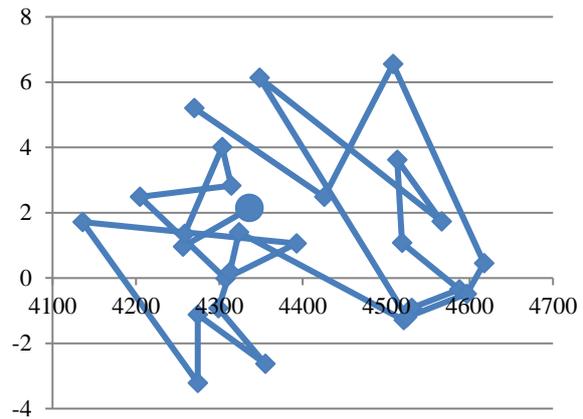


**Рис. 5.18.** Динамика развития энергетики ЮАР

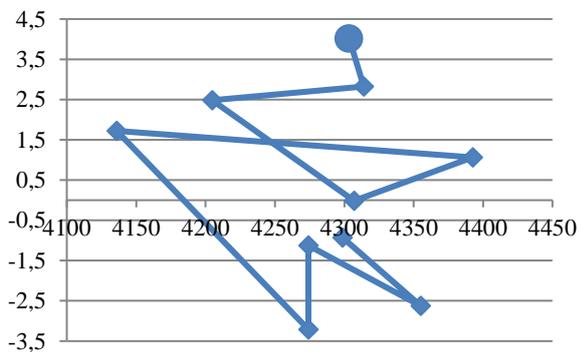
Наиболее мощная европейская энергосистема – немецкая. Так как с 1980 г. территория Германии претерпела значительные изменения, при построении графиков энергетики Германии до 1990 г. были взяты данные ФРГ, а с 1991 г. – объединенной энергосистемы Германии (рис. 5.19).



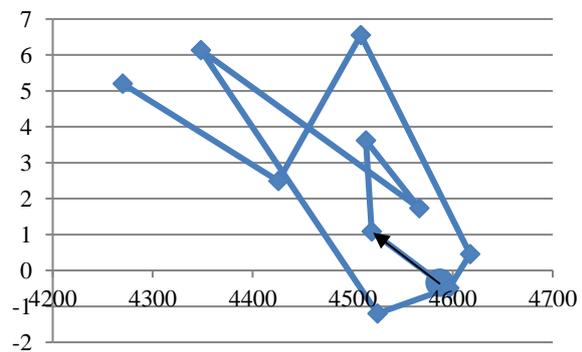
а)



б)



в) 1984–1991 гг.

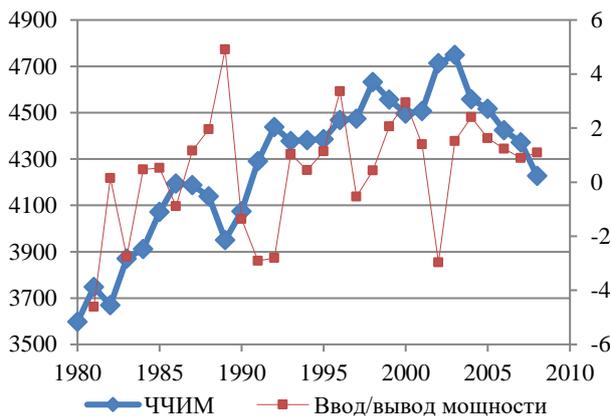


г) 1998–2008 гг.

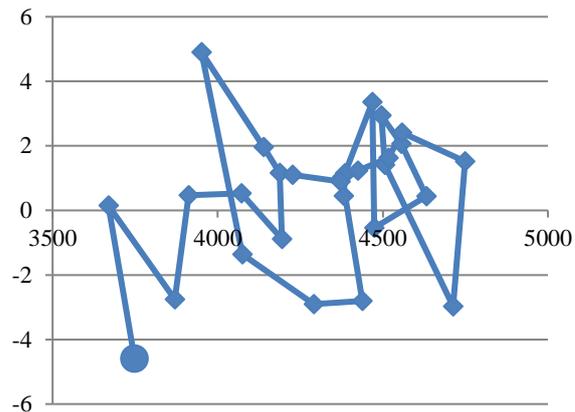
**Рис. 5.19.** Динамика развития энергетики Германии

Фазовая диаграмма 5.19, в показывает, как в результате вывода из эксплуатации оборудования 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. 5.19, г) [230].

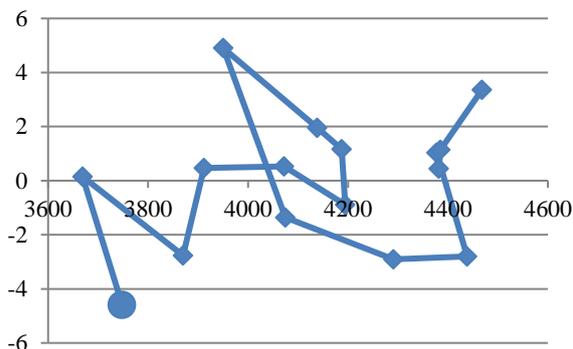
В Великобритании произошел рост ЧЧИМ с 3700 ч в 1980–1983 гг. до 4400 ч после 1992 г. (рис. 5.20). На фазовой плоскости Великобритании можно выделить цикл, демонстрирующий, как новое энергетическое строительство 1,164 ГВт в 1987 г.; 1,962 ГВт – в 1988 г. и 4,904 ГВт – в 1989 г. (при мощности энергосистемы по состоянию на 1986 г. в 66,5 ГВт) привело к снижению ЧЧИМ с 4188 ч до 3951 ч (рис. 5.20, в). Снижение ЧЧИМ в Великобритании 2006–2008 гг. происходило на фоне практически полного отсутствия ввода новых тепловых мощностей и 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 из 1,1 ГВт. На фазовой плоскости Великобритании 2001–2008 гг. (рис. 5.20, г) можно наблюдать цикл, в котором точка на фазовой плоскости совершает движение против часовой стрелки [230].



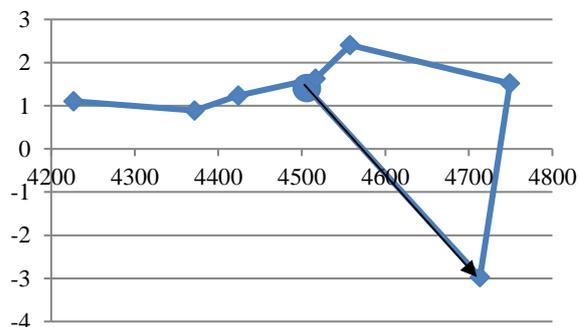
а)



б)



в) 1981–1996 гг.



г) 2001–2008 гг.

**Рис. 5.20.** Динамика развития энергетики Великобритании

Во Франции переход ЧЧИМ с уровня менее 3700 ч 1981–1988 гг. на уровень 4600 ч 2003–2008 гг. произошел на фоне снижения объемов строительства новых мощностей (рис. 5.21). Изменение этой динамики – возврат объемов энергетического строительства в 1996–1997 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 [230]. Особенностью энергетики Франции является высокая, устойчиво находящаяся на постоянном уровне около 15% доля экспорта электроэнергии. Так как из года в год повторяющийся экспорт электроэнергии, как и ее потери, не влияют на динамику ЧЧИМ, исследования динамики производства электроэнергии стали основой для вывода о закономерностях ее потребления во всех странах. После 1998 г. объемы нового строительства во Франции снизились практически до нулевого уровня. Рост ввода новых мощностей в 2007–2008 г. вызван строительством ветрогенерации (0,81 из 1,2 ГВт в 2007 г. и 0,82 из 1,277 ГВт в 2008 г.). Таким образом, во Франции, как и в Великобритании, большая часть новых мощностей вводится на основе возобновляемых источников энергии [230].

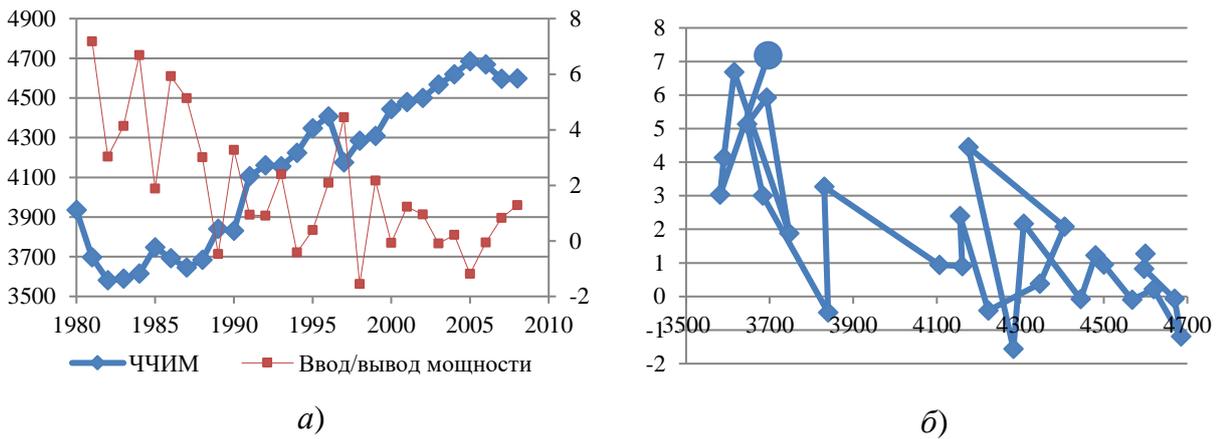
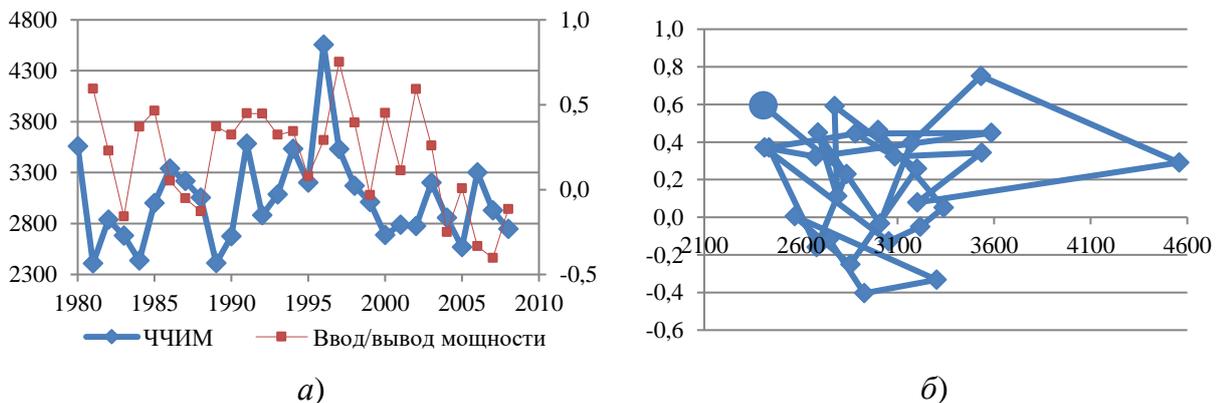
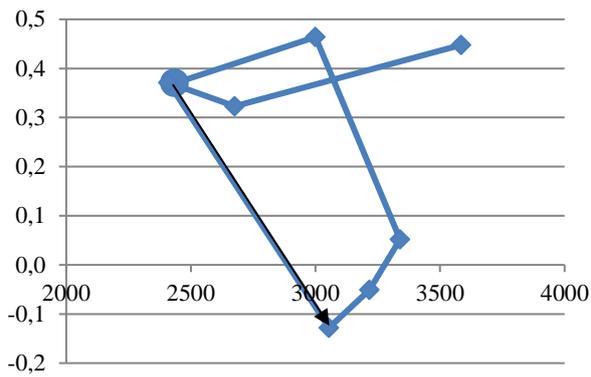


Рис. 5.21. Динамика развития энергетики Франции

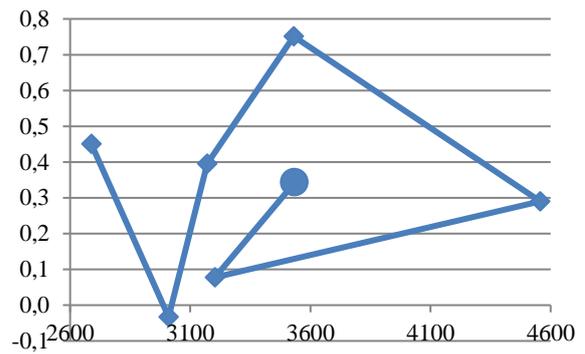
Для анализа влияния ввода ВИЭ на эволюционную динамику энергосистемы, рассмотрена относительно небольшая энергосистема Дании, где доля этих источников на протяжении длительного периода была самой высокой в мире (табл. 5.1). Интенсивный рост генерации электроэнергии за счет ВИЭ в Дании стабилизировался в 2004–2009 гг. (рис. 5.22, д). Пауза была вызвана необходимостью трансформации энергосистемы для приема, изменяющейся во времени генерации, зависящей от природных условий, а не от потребностей потребителей. Отличием энергетики Дании от ранее рассмотренных стран является отсутствие долгосрочной динамики роста ЧЧИМ, при этом, начиная с 2003 г., страна выводит из эксплуатации ранее созданные мощности, причем преимущественно тепловые. До начала снижения установленной мощности на фазовой плоскости выделяются два цикла (1984–1990 и 1994–1999 гг.), направленные против часовой стрелки (рис. 5.22, в и 5.22, з) [230].

Изменчивая динамика ЧЧИМ Испании находит объяснение при ее совместном рассмотрении с динамикой мощности энергосистемы на фазовой плоскости. В развитии энергетики Испании после 1980 г. выделяется два периода: 1980–1996 гг. и 1996–2008 гг. Первому периоду соответствует замкнутый цикл в левой нижней части фазовой плоскости (рис. 5.23(б)). Второй период представлен незавершенным циклом, начавшимся в 1990-е гг. Растущий массовый ввод в эксплуатацию ветроэнергетики в Испании, как и в Германии, не повлиял на описываемые общие закономерности в развитии энергосистем стран с рыночной экономикой [230].

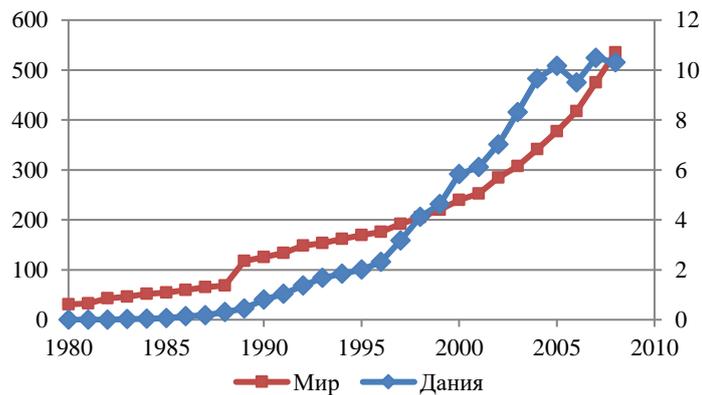




в) 1984–1991 гг.

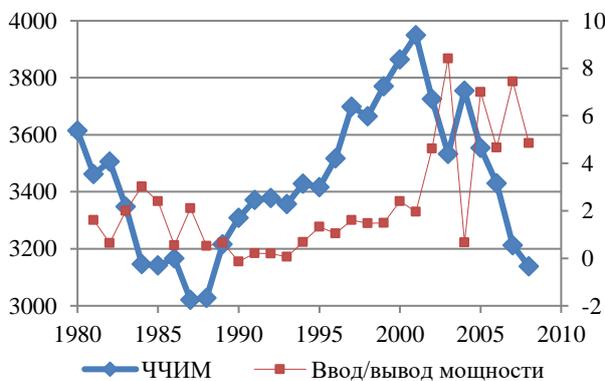


з) 1994–2000 гг.

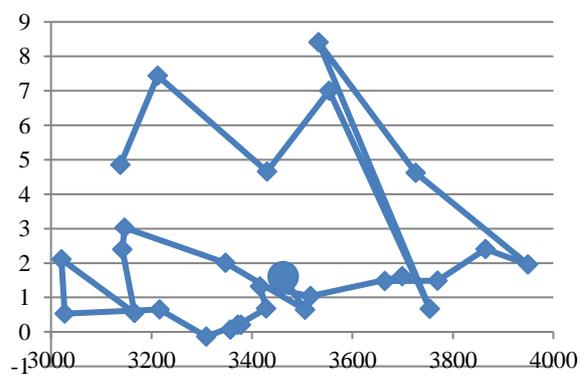


д) Производство электроэнергии ВИЭ без ГЭС  
(млрд кВт·ч/год левая шкала – мир, правая – Дания)

Рис. 5.22. Динамика развития энергетики мира и Дании



а)

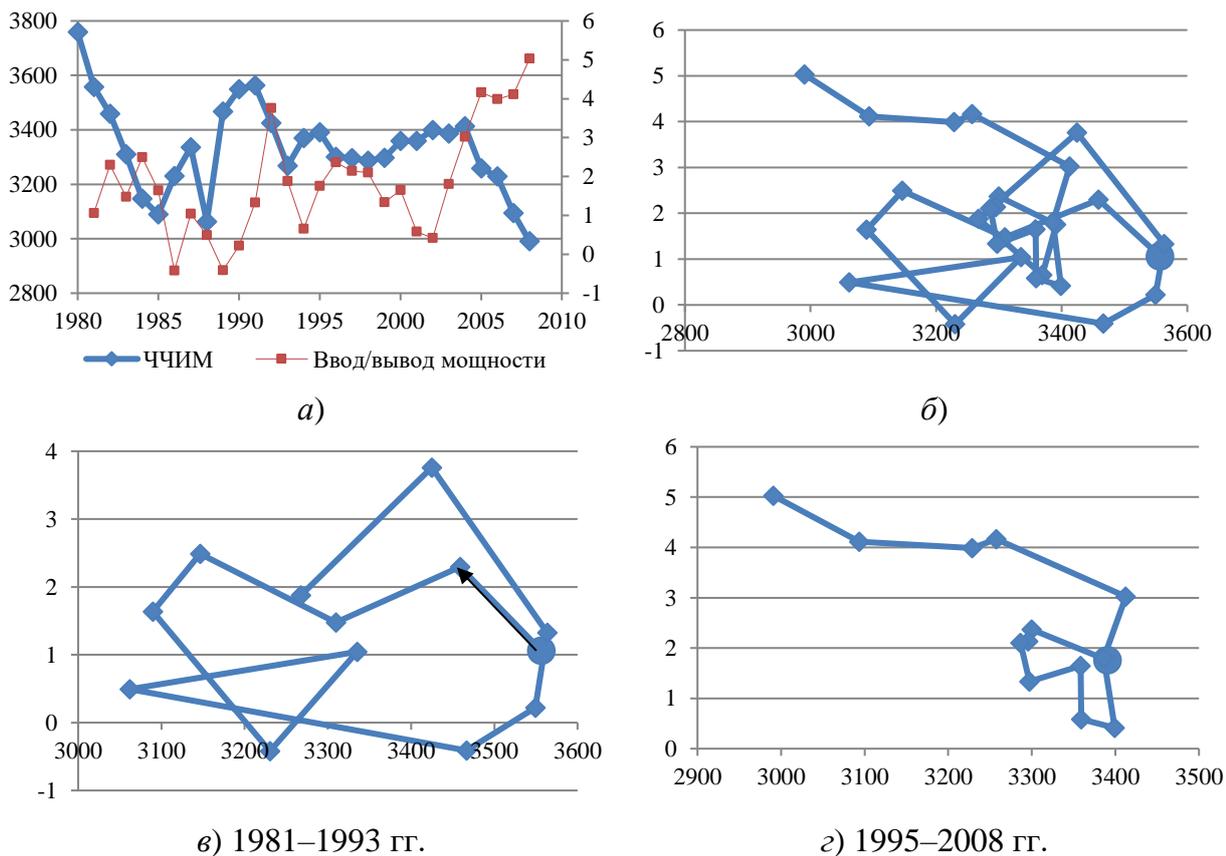


б)

Рис. 5.23. Динамика развития энергетики Испании

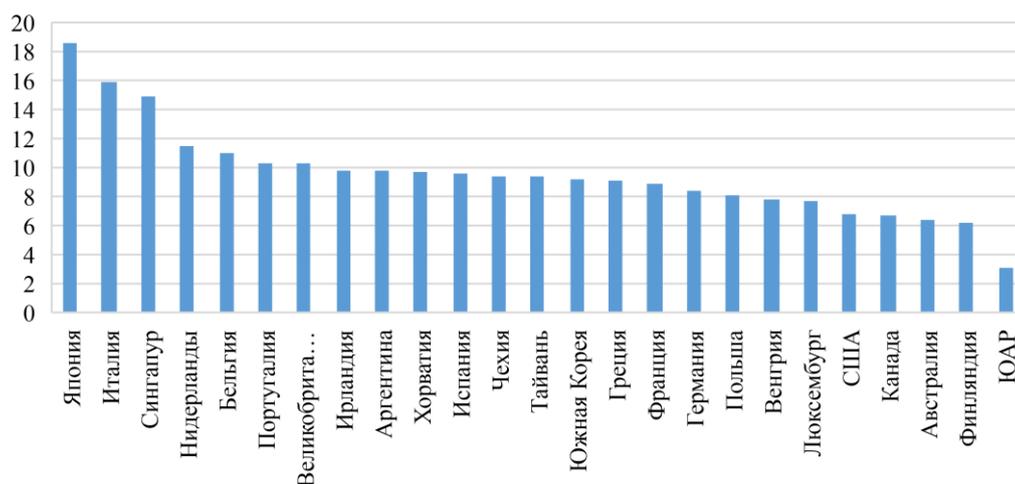
Развитие энергетики Италии также соответствует модели «хищник – жертва». На рис. 5.24 показан цикл, направленный против часовой стрелки и описывающий динамику энергетики Италии в 1981–1991 гг. Высокие объемы ввода мощностей в 1980–1985 гг. вызвали снижение ЧЧИМ с 3758 ч в 1980 г. до 3090 ч в 1985 г., что повлекло за собой сужение энергетического строительства до нулевых объемов на следующее пятилетие. Начиная с 2002 г. наблюдается рост объемов нового энергетического строительства при относительно невысоком ЧЧИМ (3999 ч). Соответственно в рамках модели

«хищник – жертва» рост числа «хищников» привел к сокращению численности «жертв». ЧЧИМ Италии снизился до самого низкого значения среди всех рассмотренных стран по состоянию на 2008 г. (2991 ч). Подобная эффективность использования мощностей энергосистемы соответствует уровню менее развитых стран: Таиланда начала 1980-х гг., Ирана конца 1980-х гг. Следствием реализации проектов строительства новых мощностей в Италии стали самые высокие цены на электроэнергию для промышленных предприятий в Европе [106, 437]: они были выше, чем в Дании, Германии, Испании, – странах с более интенсивным развитием ВИЭ (рис. 5.25) [230].



**Рис. 5.24.** Динамика развития энергетики Италии

На фазовой плоскости энергетики Норвегии можно видеть характерные черты краткосрочных скачкообразных изменений ЧЧИМ от 3700 до 4700 ч, что характерно для страны с высокой 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. 5.26). Увеличение амплитуды колебаний ЧЧИМ с 3854–4569 ч в 1980-е гг. до 3631–4857 ч во второй половине 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 целесообразно сопоставить состояние энергетики Норвегии с ее состоянием в других странах Европы, на рынке которых происходит демпфирование колебаний объемов выработки электроэнергии ГЭС Скандинавского полуострова [230].

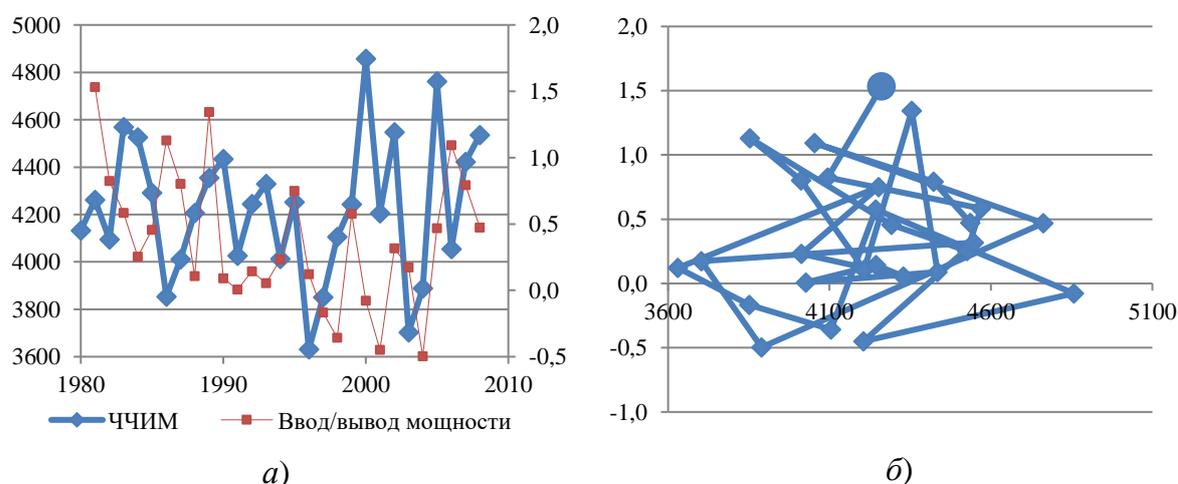


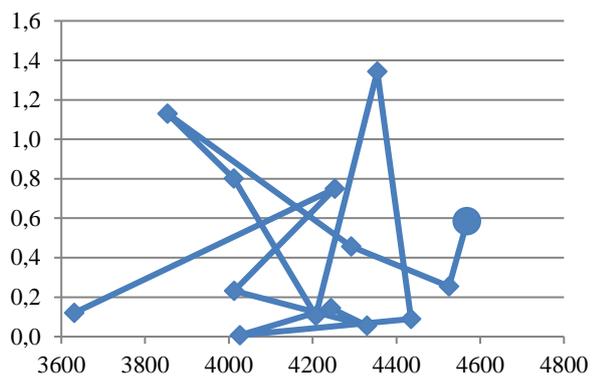
**Рис. 5.25.** Цены на электроэнергию для промышленных потребителей, центы 2010 г.

Источник: [437].

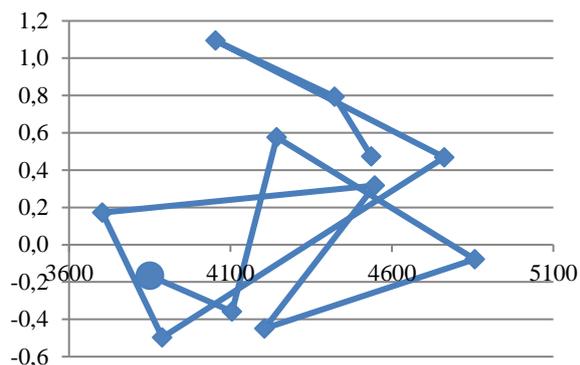
Агрегированный показатель – суммарная мощность всех энергосистем в мире не позволяет выделить в его динамике 12-летних циклов. Но при исследовании этой динамики (рис. 5.27) можно отметить следующие тенденции:

- 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 (из которых более 80 ГВт/год приходилось на Китай (в том числе порядка 60 ГВт – угольные станции в Китае)) при стабилизации ЧЧИМ на уровне 4200 ч в год в 2000-е гг. [230];
- значительное увеличение объемов энергетического строительства и снижение ЧЧИМ в результате массового развития возобновляемых источников после 2005 г.



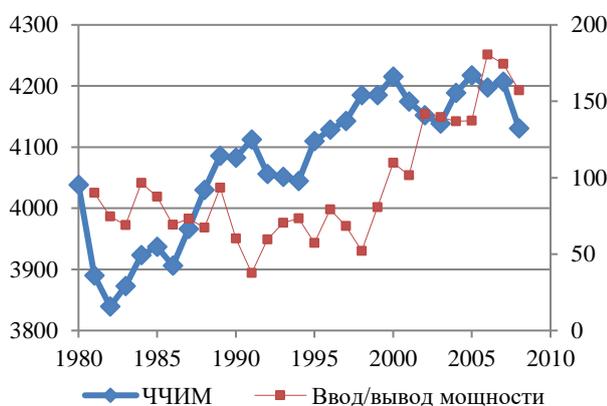


в) 1983–1996 гг.

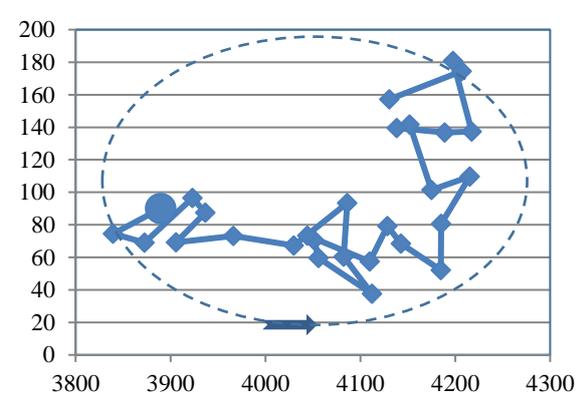


г) 1997–2008 гг.

**Рис. 5.26.** Динамика развития энергетики Норвегии



а)



б)

**Рис. 5.27.** Динамика развития энергетики мира

Таким образом, на фазовой плоскости формируется цикл, вращающейся против часовой стрелки. Однако, в отличие от динамики, характерной для каждой отдельной страны, период этого цикла превышает период наблюдения (1981–2008 гг.) и, по-видимому, составляет не менее 60 лет. Также следует отметить закономерность, представляющую интерес для дальнейшего исследования. Это близкий к 12-летним солнечным циклам [326] период роста и снижения объемов ввода новых энергетических мощностей, а также изменения эффективности их загрузки. В результате применения методов теории эволюционной динамики к анализу закономерностей развития систем, состоящих из совокупности электростанций, у всех крупных стран в период 1981–2008 гг. выявлен идентичный характер поведения на фазовой плоскости в координатах (время использования установленной мощности электростанций; изменение их мощности). Такая динамика представляет собой проявление циклов, совершающих обращение против часовой стрелки. Эти циклы можно объединить по времени начала, а некоторые страны сгруппировать:

- 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.);

- начало цикла – около 1992 г.: США (1992–2006 гг.); Мексика (1993–2006 гг.); Канада (1995–2007 г.); Бразилия (1989–2001 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.);

- начало цикла – 1998 г., окончание – в 2008 г. или после периода наблюдения: Аргентина (1998 г.); Австралия (1998 г.); Германия (1998 г.); Индия (1997 г.). Общее для всех свойство – 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, уровня обеспеченности собственными природными ресурсами и т.п.

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.

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 поддержания государством неизменной (с учетом инфляции) цены на электроэнергию (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.

2. Объем потребления электроэнергии определяется не возможностями ее генерации, а способностью экономики обеспечивать потребление электроэнергии. Однако выявить взаимосвязь между составом энергетического оборудования в энергосистеме и ЧЧИМ не представляется возможным.

3. ЧЧИМ фактически является сбалансированным мезоэкономическим показателем, характеризующим эффективность работы энергосистемы любой страны, оно может выступать показателем эффективности инвестиций в электроэнергетику.

4. Реализация проектов, вызывающих увеличение мощности энергосистемы сверх объективного роста потребления, в том числе в результате формирования задела для обеспечения завышенного прогнозного объема электропотребления, всегда приводила к снижению эффективности использования энергетических мощностей. Следствием преобладания проектной компоненты является снижение эффективности использования энергетических мощностей.

На основании анализа всех энергосистем мощностью более 25 ГВт в странах с рыночной экономикой можно указать границы применения модели «хищник – жертва» для исследования взаимосвязи ЧЧИМ и изменения мощности энергосистемы:

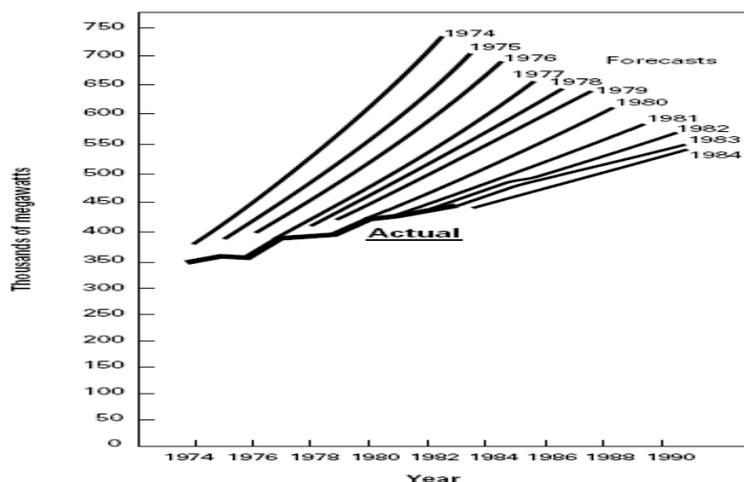
- неубывающая динамика потребления электроэнергии на протяжении длительного периода (12 лет);
- относительная стабильность технологий производства электроэнергии (доля ВИЭ увеличивается, но не превышает 20%);
- невысокая доля экспорта электроэнергии, особенно энергии ГЭС, для регулирования режимов работы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

### ***5.2. Расхождение прогнозного электропотребления с фактическим и завершение роста удельного потребления электроэнергии в развитых странах***

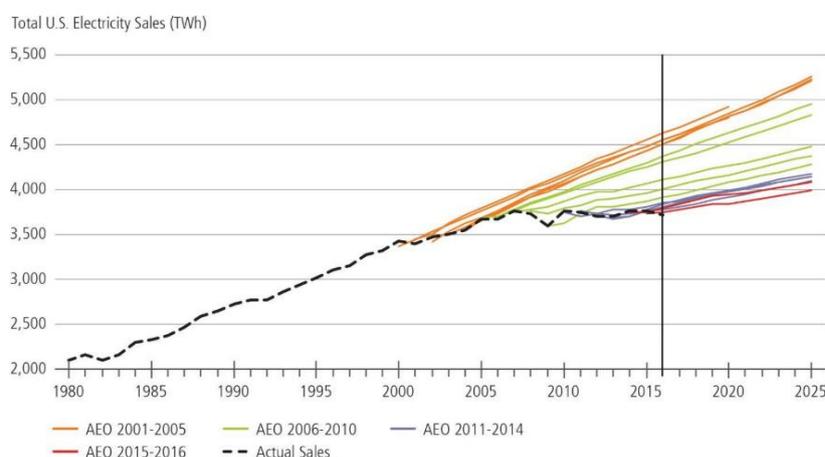
Так как электроэнергетика является одной из самых капиталоемких отраслей экономики, вопросу прогнозирования объемов потребления электроэнергии на всех этапах ее развития как основополагающему большое внимание было уделено в работах И.О. Волковой, А.А. Макарова, Ю.В. Синяка и др. [70, 203, 204, 206, 243, 244, 250, 268, 286]. Но при составлении документов, определяющих стратегию развития отрасли, как правило, спрос на электроэнергию принимается завышенным. В результате по истечении относительно небольшого периода времени прогнозные значения не коррелируют с фактическими данными и требуют корректировки в меньшую сторону. Можно указать ряд примеров, относящихся к различным периодам, подтверждающих эту закономерность как в мире, так и в России:

- прогноз 1971 г. 4-й Женевской конференции по мирному использованию ядерной энергии мощностей ядерной энергетики в 2000 г.: США – 2000 ГВт, СССР – 600 ГВт [185];
- трансформации прогнозов 1974–1984 гг. пика потребления электроэнергии в США и его фактического изменения (рис. 5.28) [392];
- изменение прогнозов объема продаж электроэнергии в США в 2001–2017 гг. (рис. 5.29) [407].



**Рис. 5.28.** Изменение прогнозов пикового электропотребления в США 1974–1984 гг.

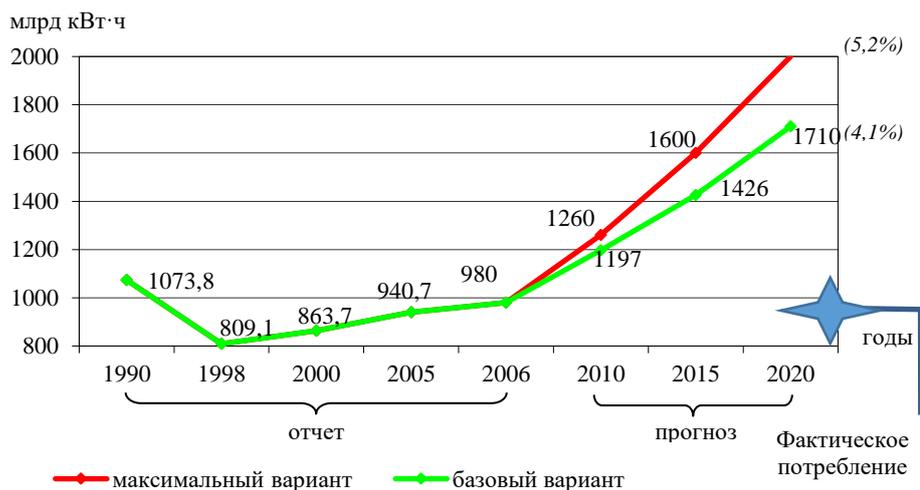
Источник: [392].



**Рис. 5.29.** Изменение прогнозов объема продаж электроэнергии в США 2001–2017 гг.

Источник: [407].

Расхождения между ожидаемым, как правило, завышенным потреблением электроэнергии, и его фактической динамикой были типичным явлением, даже в условиях такого сдерживающего рост энергопотребления фактора, как резкий рост цен на энергоносители. Представленные на рис. 5.28 первые прогнозы были сделаны в период энергетического кризиса 1970-х гг., а максимальная стоимость энергоресурсов, и как следствие – комплекс мероприятий, направленных на энергосбережение, не привели к коррекции ожиданий роста потребления электроэнергии. Можно сделать вывод, что система, состоящая из производственного сектора энергетики (энергосистемы, сетевой инфраструктуры и т.д.), обслуживающего ее бизнес-сообщества (производители внедряемого на протяжении предшествующего, как минимум, десятилетия энергетического оборудования; поставщики; проектировщики; инжиниринговые фирмы и т.д.) использует прогнозы как способ защиты достигнутого объема бизнеса и расширения инвестиций на тиражирование проектов.



**Рис. 5.30.** Прогноз электропотребления России на период до 2020 г. для базового и максимального вариантов [356] и фактическое значение в 2020 г.

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

*Источник:* разработано автором на основе данных [356].

Аналогичное разногласие между прогнозным и фактическим потреблением характерно и для Российской Федерации. Согласно «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» (утверждена РП № 215-р от 22.02.2008), темп роста производства электроэнергии должен составлять – 5,2%/год в максимальном варианте и 4,1%/год – в базовом [356]. Однако фактическое потребление оказалось значительно ниже обоих сценариев (рис. 5.30). В «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.» (утверждена распоряжением Правительства № 1209-р от 09.06.2017 [1]) проведена корректировка роста потребления электроэнергии к 2035 г. по отношению к базовому уровню 2015 г. Рост составит 29,8% в базовом и 23,05% – в минимальном вариантах при доли экспорта менее 1% в обоих вариантах. Для достижения этих показателей к 2035 г. могут потребоваться новые генерирующие мощности в объеме 84,6 ГВт для базового варианта и 72,7 ГВт – для минимального варианта [1].

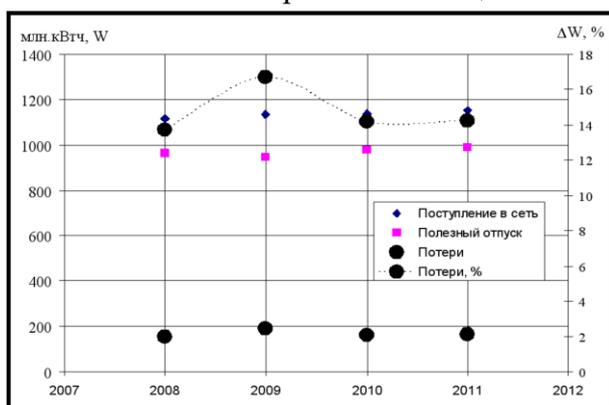
Расхождения в прогнозных и фактических данных является методологической особенностью прогнозирования энергопотребления не только на макроэкономическом, но и на уровне хозяйствующих объектов. Это касается прекращения хозяйственной деятельности отдельных предприятий и, как следствие, сокращения энергопотребления, например, в станкостроении, часовой промышленности, робототехнике и т.д. Данное утверждение относится и к успешно функционирующим производствам, в том числе и в условиях плановой экономики. Типичным является пример «Оскольского электрометаллургического комбината» («ОЭМК»). Для «ОЭМК» в декабре 1975 г. был подписан правительственный протокол, определивший нагрузку на 01.01.1983 по комбинату в 1700 МВт (первоначальное предложение немецкой стороны определяло ее в 2500 МВт). Когда подошел срок, фактическая нагрузка оказалась в 50 раз меньше. Эта ошибка являлась в свое время одной из причин многолетней нерентабельной 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 в 2,3 млрд кВт·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, а тем более – не на 300 МВт, в 1983 г. построили районную подстанцию (750/500/330/110 кВ) 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 в 330 кВ; в здании подстанции, выполненном на семь трансформаторов по 320 МВА, было установлено четыре трансформатора [170]. Созданная энергетическая инфраструктура оказалась в последующие десятилетия востребованной лишь частично.

Ошибки суммируются при переходе от микроэкономики к мезоэкономическому уровню. В качестве примера недостоверности ожиданий на отраслевом уровне можно указать завышенные предположения роста потребления электроэнергии в результате нового жилищного строительства. Увеличение жилой площади на жителя страны не приводит к ожидаемому росту общего электропотребления по следующим причинам. Рост потребления электроэнергии в более динамично развивающихся регионах в результате нового строительства жилья сопровождается его снижением в депрессивных районах, откуда люди переезжают в поисках новых источников дохода. Смена места жительства не приводит к изменению численности населения и, как правило, не увеличивает числа домохозяйств. Завершение перехода от расширенной патриархальной семьи традиционного типа (в состав которой входит несколько поколений взрослых людей) к нуклеарной объясняется завершением перехода к индустриальному обществу и связанному с этим процессу урбанизации. Данные процессы в России завершились в основном около полувека назад. 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 приобретения нового жилья, находится на уровне потребления бытовых услуг по меньшей мере не ниже среднего. Сложно представить покупателя новой квартиры, ранее не пользовавшегося бытовыми электроприборами, пусть даже в арендуемом прежнем месте жительства. Вначале происходит насыщение домохозяйства электробытовыми приборами, а в последующем возникает платежеспособный спрос на новую жилую площадь. 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

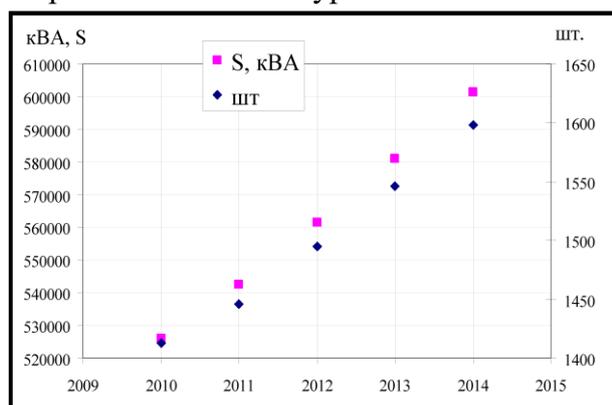
городского типа и сельских поселений – в растущие городские агломерации. Таким образом, увеличение жилого фонда в отсутствие интегрального роста населения ведет к незначительному росту электропотребления за счет таких процессов, как увеличение доли электрических плит и рост лифтового хозяйства в новом жилом фонде. 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.п. А увеличение мощности электробытовых приборов, как правило, сопровождается уменьшением времени их работы. Например, более мощный утюг включается на меньшее время при глажке, а приобретение в три раза более мощного электрочайника приводит к более чем трехкратному сокращению времени его работы и не увеличивает объема потребления горячей воды [226]. 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 имеет место 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 жителями Китая, Индии, Мексики, Турции – странам, где процессы урбанизации еще далеки от завершения, но не жителями России, имеющими финансовые возможности улучшить жилищные условия [226].

В итоге суммирование завышенных прогнозов как отдельных предприятий, так и ожидания завышенных изменений электропотребления отдельных отраслей приводят к завышенным же прогнозным оценкам на макроэкономическом уровне.



**Рис. 5.31.** Динамика основных показателей ОАО «ТГЭС»)

Источник: [335].



**Рис. 5.32.** Динамика числа и установленной мощности силовых трансформаторов ОАО «ТГЭС»

Источник: [335].

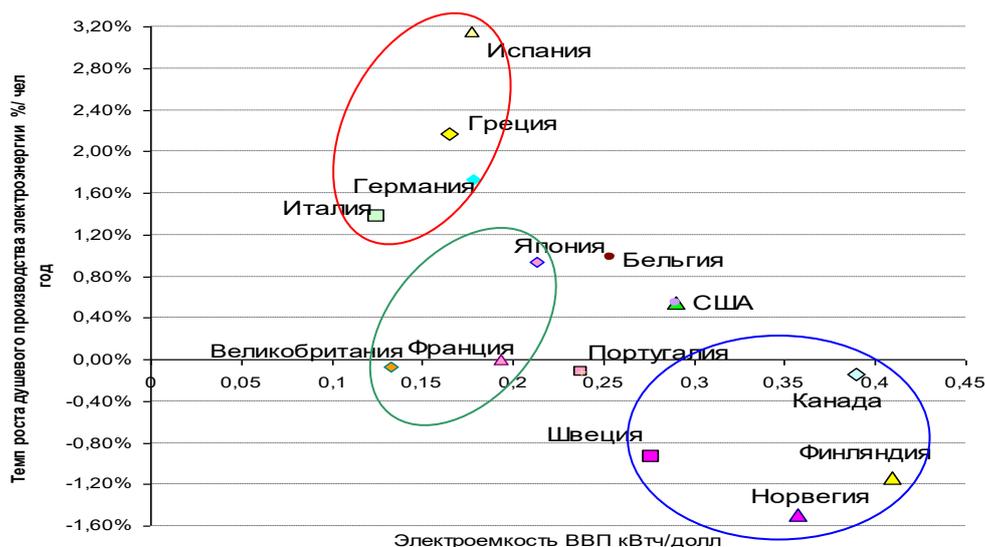
Завышенные прогнозы существенно влияют на производственную деятельность электроэнергетики, приводя к более высоким издержкам не только генерирующих мощностей, но и сетевой инфраструктуры. Например, в работе [335] приведены данные ОАО

«Тулских городских электрических сетей» (ОАО «ТГЭС»), согласно которым вопрос снижения загрузки сетевой инфраструктуры (устойчивый объем потребления электроэнергии (рис. 5.31) при росте установленной мощности силовых трансформаторов (рис. 5.32)) становится все более актуальным. В 2011 г. и в 2015 г. полезный отпуск электроэнергии за год в Туле составлял 1 млрд кВт·ч с точностью до 1% [335]. Изменение полезного отпуска электроэнергии в пределах 1% (на уровне погрешности учета сетевых потерь) оказалось несопоставимым с 13%-м увеличением за этот же период таких показателей, как число и мощность трансформаторов ОАО «ТГЭС». Рост количественной устойчивости при неизменности объема электропотребления приводит к ухудшению удельных экономических показателей как в результате уменьшения фондоотдачи, так и обусловленных технологическими особенностями линий электропередач и трансформаторных подстанций: рост доли потерь холостого хода трансформаторов, издержек технического обслуживания сетевой инфраструктуры.

Таким образом, в настоящее время в полной мере справедливо утверждение А.Е. Шейндлина 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» [329].

Отсутствие согласованной точки зрения о требуемом объеме электроэнергии и важность прогноза этого показателя указывают на необходимость формулирования новых методологических подходов к прогнозированию потребления электроэнергии. Так, авторами из Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» для определения необходимого объема производства электроэнергии предлагается рассматривать динамику удельного подушного потребления электроэнергии (УПЭ). Авторы обосновывают утверждение, что «прогнозируемое в «Энергетической стратегии России до 2030 г.» удельное потребление на душу населения в России, составляя 12430–15460 кВт·ч/чел. в год, только выводит уровень среднего российского гражданина на уровень электровооруженности среднего гражданина США, достигнутый им в 2008 г., и будет существенно ниже уровня электровооруженности 2008 г. средних граждан Канады (19960 кВт·ч/чел. в год) и Финляндии (15 420 кВт·ч/чел. в год) [250]» [226].

Такое ожидание потребления электроэнергии в России требует корректировки. УПЭ в странах, завершивших этап урбанизации, выходит на насыщение. Характерное значение насыщения УПЭ в странах Западной Европы, Японии и некоторых штатов США (например, Калифорнии) – 8 МВт·ч/чел год; большинства же стран Северной Европы и США – 12 МВт/чел. год [224]. При этом в крупных городах УПЭ не превышает 65–75% показателя, характерного для страны, где они расположены. 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.



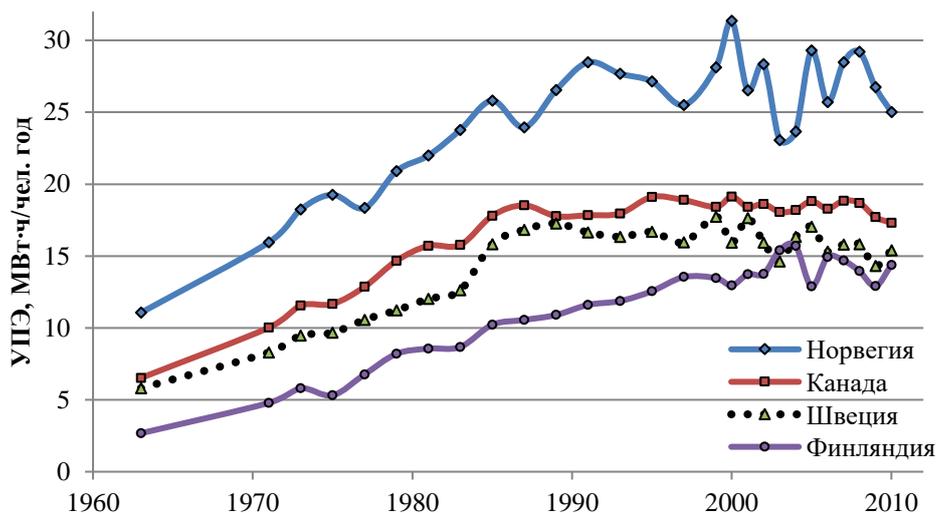
**Рис. 5.33.** Темпы роста удельного производства электроэнергии (%) и электроємкости ВВП развитых стран (кВт·ч/долл. США)

*Источник:* разработано автором на основе данных [399].

Производство электроэнергии в мире растет, однако изменение удельного по-душного производства электроэнергии происходит 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 – т.е. пока еще с высокой долей сельского населения – показывает, что они находятся на этапе социально-экономического развития [226], который Россия прошла в первой половине XX в.

На рис. 5.33 выделены три группы стран Организации экономического сотрудни-чества и развития с близкими значениями электроємкости ВВП. В связи с тем, что задачей нашего исследования является получение долгосрочных тенденций, далее осо-знанно не учитывается снижение производства электроэнергии, вызванное экономи-ческим кризисом, начавшимся в 2008 г. Из графиков, представленных на рис. 5.34–5.36, следует выводы, приведенные ниже.

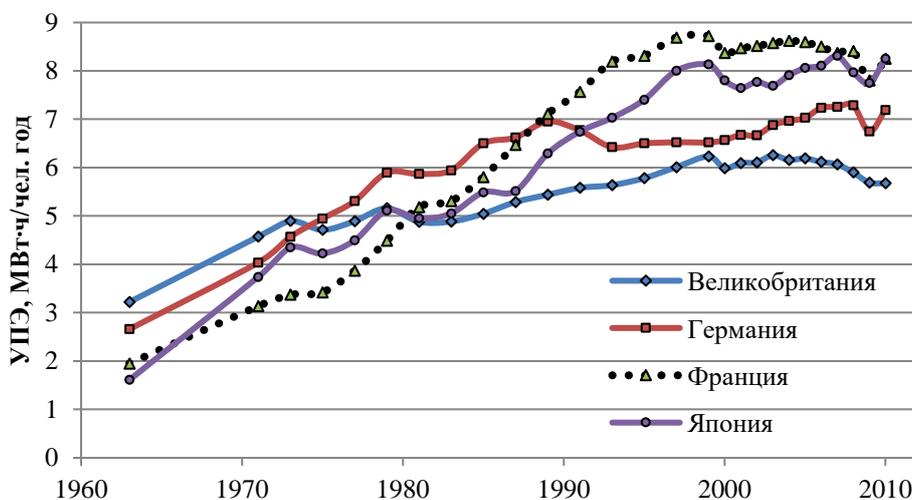
1. Для стран с высокой плотностью населения (Европа, Япония, далее будем называть их странами группы I) среднее УПЭ ниже, чем для стран, занимающих боль-шую площадь (США), а тем более – северных (Канада и стран Северной Европы).



**Рис. 5.34.** Динамика удельного производства электроэнергии стран Северной Европы и Канады

Источник: разработано автором на основе данных [399].

2. Высокие значения УПЭ стран Северной Европы и Канады вызваны не только протяженными коммуникациями, достаточно суровым климатом, но также тем, что рассматриваемые страны, за исключением Финляндии, обеспечены дешевой электроэнергией от ГЭС, используемой на нужды отопления [395].



**Рис. 5.35.** Динамика удельного производства электроэнергии западноевропейских стран и Японии

Источник: разработано автором на основе данных [399].

Страны условной «Северной группы» могут быть рассмотрены как некоторый 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

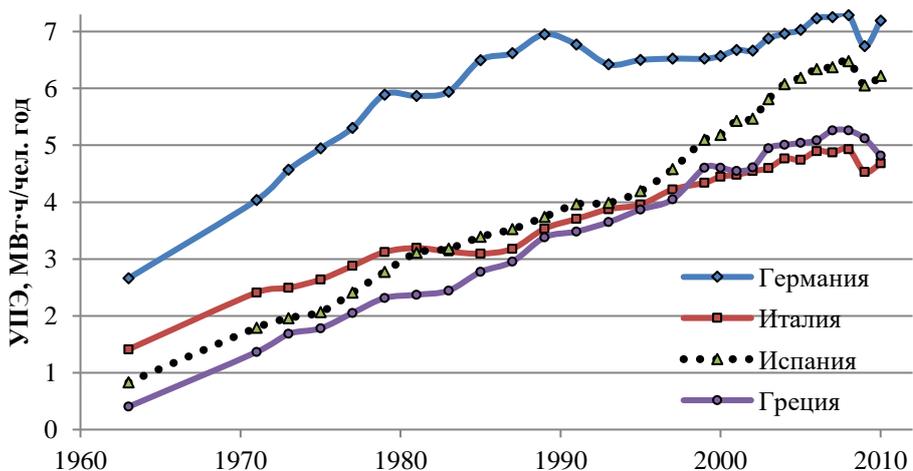
централизовано при значительной доле комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, что должно обуславливать меньшее потребление электроэнергии для жителя востока России.

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

4. В развитых европейских странах и Японии (рис. 5.35) рост УПЭ прекратился [226].

Разброс в абсолютных значениях удельного электропотребления от некоторой средней величины обусловлен следующими причинами. Явный провал роста УПЭ 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. в год) был снова достигнут только в 2005 г. Темп роста УПЭ Германии в период 2002–2007 гг. является самым высоким для стран, представленных на рис. 5.35, 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. 5.35 и 5.36. 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 период времени, то можно указать значительно больше общих черт экономики Германии с экономикой западноевропейских стран и Японии.

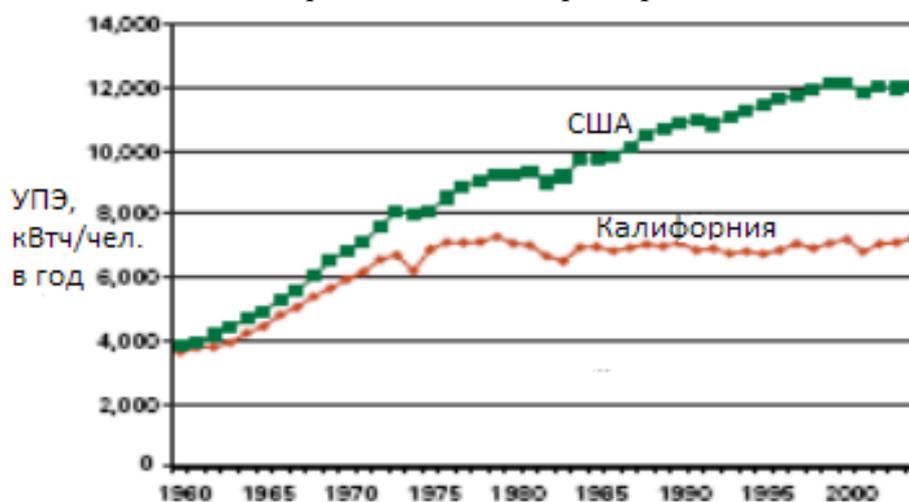
В частности, изменение темпа роста УПЭ Великобритании с 5–6%/год в 1963–1973 гг. до менее 0,5%/год, начиная с 1974 г. и по настоящее время, обусловлено перестройкой экономики страны после закрытия угольных шахт. Передовая промышленная держава лидировала в объеме и росте удельного потребления до кризиса 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 [226].



**Рис. 5.36.** Динамика удельного производства электроэнергии южноевропейских стран и Германии

*Источник:* разработано автором на основе данных [399].

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 и потреблением электроэнергии. Разница определяется размерами потерь в сетях и внешнеторговыми операциями. Потери электроэнергии во всех рассматриваемых странах составляют 3–7%, а сальдо межгосударственных перетоков электроэнергии не превышают 1–5% (кроме Франции), что несущественно для дальнейших рассуждений. Так, в 2008 г. международная торговля обеспечивала только 3% мирового потребления электроэнергии [159]. Кроме того, динамика потерь и объемов внешнеторговых операций каждой страны в краткосрочной перспективе мала и определяется изменениями в международном разделении труда и технологическом развитии, поэтому она вносит незначительный вклад в изменение производства электроэнергии [226].



**Рис. 5.37.** Подушное потребление электроэнергии в США и в отдельном штате – Калифорнии

*Источник:* [396].

Интересно рассмотреть динамику УПЭ в пределах отдельной страны – например, США. США продемонстрировали удвоение удельного электропотребления за 14 лет (с 1960 по 1974 гг.) на этапе индустриального развития (рис. 5.37) [396]. 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 раньше. При этом подушное потребление в Калифорнии равно УПЭ в Российской Федерации 1990 г. и 2008 г. – 7,3 МВт·ч/чел. в год. Следует заметить, что стабилизация роста электропотребления никак не замедлила экономического развития штата [226]. В настоящее время в Калифорнии проживает 13% населения США, а ее вклад в ВВП США составляет 20%. В период 1970–2008 гг. население штата выросло на 80% – с 20 млн до 36,75 млн чел.

Пример Калифорнии указывает на то, что наблюдаемое в странах Евросоюза, США и Японии прекращение роста УПЭ – явление закономерное и отнюдь не

кратковременное. С некоторым лагом во времени УПЭ индустриально развитых стран стабилизируется на характерном для каждой страны уровне. Этот факт подтверждает пример стран Северной Европы и Канады, где наблюдается сокращение весьма высоких уровней УПЭ. В частности, для энергетики Норвегии характерны:

- необычайно высокие стартовые условия (по состоянию на 1963 г. потребление электроэнергии в Норвегии (11,06 МВт·ч/чел. в год) было выше, чем в Финляндии (2,68 МВт·ч/чел. в год) в 4,1 раза; в Японии (1,61 МВт·ч/чел. в год) – более чем в 6 раз;
- исключительно высокая доля гидроэнергетики, определившая низкую стоимость электроэнергии и развитие электроотоплений [226].

Отступление о Норвегии при анализе УПЭ Калифорнии сделано сознательно, чтобы показать, что постулат «Электровооруженность определяет производительность труда», справедливый на протяжении всего XX в., в настоящее время потерял актуальность для стран, завершивших индустриализацию. Из примеров Калифорнии и Норвегии следует, что повышение УПЭ до максимально возможного (от калифорнийского до норвежского) является ложным сигналом, который никак не характеризует устойчивого развития экономики.

Причина прекращения роста УПЭ в Калифорнии заключается в практическом отсутствии энергоемкой промышленности; здесь производится в основном только продукция с высокой добавленной стоимостью – развита электронная, авиаракетная, фармацевтическая, химическая промышленность. И рост удельного потребления энергии в штате прекратился с конца 1970-х гг., когда эта продукция стала доминировать [226].

Для подтверждения данной точки зрения сравним значения удельного потребления электроэнергии для разных стран с его значением для столиц этих же стран [395]. 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 основном связанных с оборотом капитала) с очень высокой добавленной стоимостью. Соотношение между удельным потреблением Нью-Йорка и США (7,8 и 12 МВт·ч/чел. в год) составляет 0,65; Торонто и Канады (11,8 и 17 МВт·ч/чел. в год) – 0,69; Лондона и Великобритании (5,1 и 7 МВт·ч/чел. в год) – 0,73; Токио и Японии (6,3 и 8,1) МВт·ч/чел. в год) – 0,78; Москвы и Российской Федерации (5,2 и 7,3 МВт·ч/чел. в год) – 0,71. Дальнейший планируемый вывод промышленных предприятий за пределы города Москвы и изменение профиля деятельности 26 промышленных зон позволит Москве переместиться в этом ряду ближе к соотношению США–Нью-Йорк, характерному для страны с большой долей добывающих отраслей в экономике [226].

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

Необходимо обратить внимание на то, что прогнозируемое подушное электропотребление жителя Торонто к 2030 г. в объеме 8,4 МВт·ч/чел. в год в «Плане развития энергетики Торонто до 2030 года» [395] будет превышать сегодняшний показатель Российской Федерации (7,3 МВт·ч/чел. в год) на 14%, а соответствующий уровень Москвы (5,2 МВт·ч/чел. в год) – на 60%. Эти значения являются верхней границей роста электропотребления крупных городов России, в том числе в восточной части страны [226].

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы.

- 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 их не разрабатывающих, характерно прекращение роста и даже снижение удельного производства электроэнергии до уровня, зависящего от природных условий и масштаба страны (Великобритания, Франция, Япония, Германия, штат Калифорния).

**Таблица 5.2**

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

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

Источник: разработано автором на основе данных [399].

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 различными для стран, не имеющих заметной доли добывающей промышленности (группа I) и для стран, добывающих природные ресурсы (группа II):

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

группа II – 12–16 МВт·ч/чел. в год (Канада, США и т.д.) [226].

Далее рассмотрим производство электроэнергии в развивающихся странах. УПЭ в наиболее интенсивно развивающихся странах последнего десятилетия (Китай, Индия, Бразилия, Мексика, Турция) увеличивалось в период 1996–2006 гг. быстрее, чем в развитых странах (табл. 5.2 составлена на основе данных [399]). 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. в год, что соответствует уровню южноевропейских стран 1980 г. (рис. 5.36).

Исключение составляет Индия, где объем электропотребления не превышает 0,4 МВт·ч/чел. в год.

**Таблица 5.3**

Динамика городского населения по основным регионам и некоторым странам мира в 1950–2025 гг. (оценка и прогноз) [259]

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

Источник: [259].

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%/год. Причина более быстрого роста УПЭ этих стран по сравнению с остальными европейскими странами кроется в незавершенном процессе индустриального развития, что подтверждается темпами урбанизации (табл. 5.3 составлена на основе данных [259]). По состоянию на 1963 г. доля городского населения составляла: в ФРГ – 71%, ГДР – 72%, в США и Канаде – 70%, во Франции и Японии – 63%, а в Италии – всего лишь 48%, Испании – только 37% [221].

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

Как показывают данные табл. 5.3 и 5.4, по мере завершения индустриализации и перехода страны в разряд развитых уровень урбанизации превышает 60%. В Российской Федерации уровень урбанизации с 1990 г. превышает 74%.

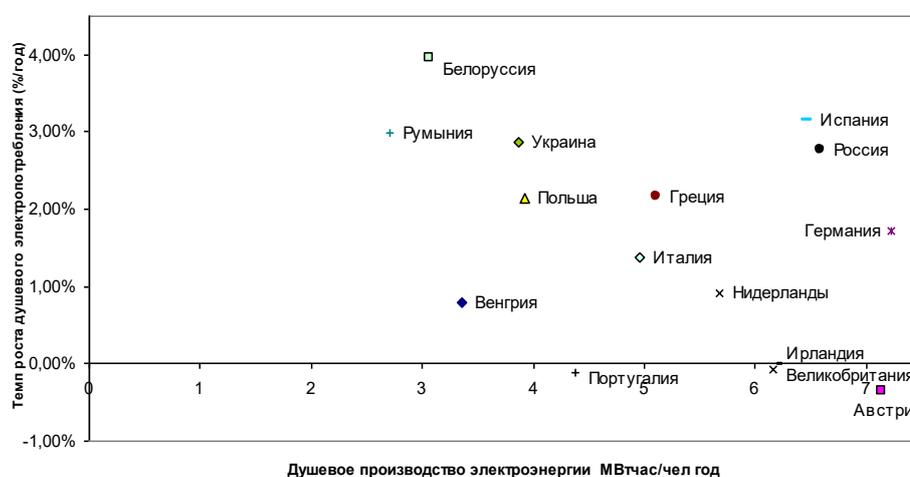
Таблица 5.4

Динамика городского населения мира в 1950–2025 гг. [15]

Группы стран	Численность городского населения, 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

Источник: [15].

На рис. 5.38 представлены европейские страны с УПЭ выше, чем в развивающихся странах, но ниже или сопоставимые со странами первой группы (6,5–7,5 МВт·ч/чел. в год).



**Рис. 5.38.** Темпы роста УПЭ в европейских странах, где удельное производство ниже 7,5 МВт·ч/чел. в год

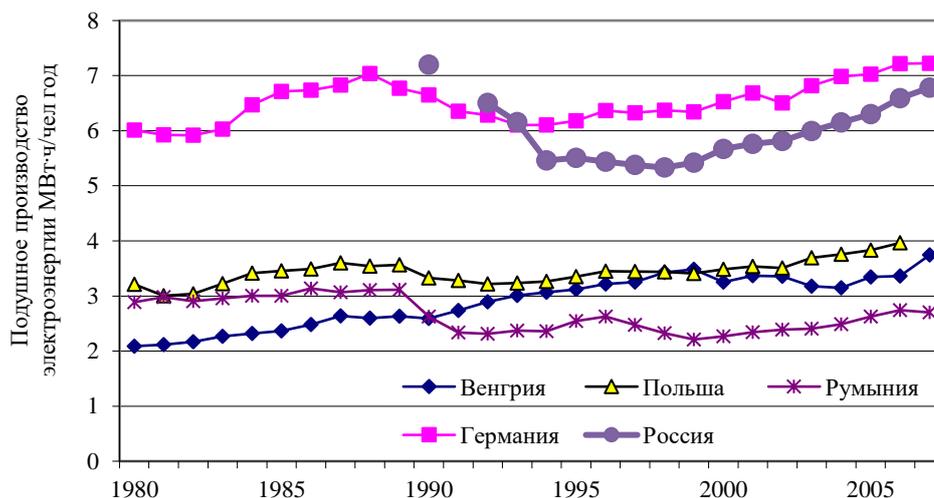
Источник: разработано автором на основе данных [399].

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

- страны, экономика которых прошла 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, УПЭ которой в 1990 г. был на уровне развивающихся стран – 2,62 МВт·ч/чел. в год) (рис. 5.39, 5.40).

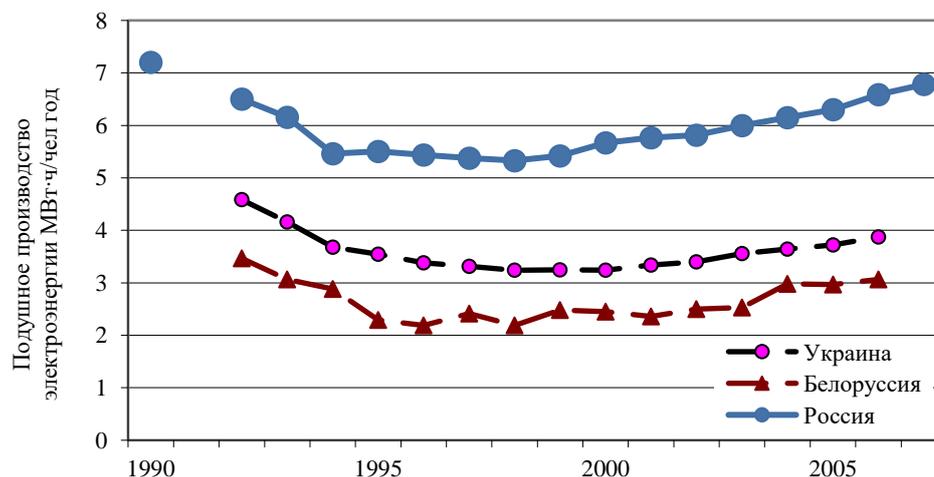
- страны юга Европы – Испания, Италия, Греция, – которые выходят на среднеевропейский уровень в 6–7 МВт·ч/чел. в год с замедлением темпов роста УПЭ до 1,3–3,2%/год.

- страны, имеющие высокий подушный объем ВВП при меньшем УПЭ в сравнении с другими развитыми странами в объеме 4,5–7,1 МВт·ч/чел. в год и не увеличивающие рассматриваемый параметр (Нидерланды, Великобритания, Ирландия, Австрия, Португалия) [226].



**Рис. 5.39.** УПЭ в странах Восточной Европы, прошедших через экономический спад 1985–2000 гг.

*Источник:* разработано автором на основе данных [399].



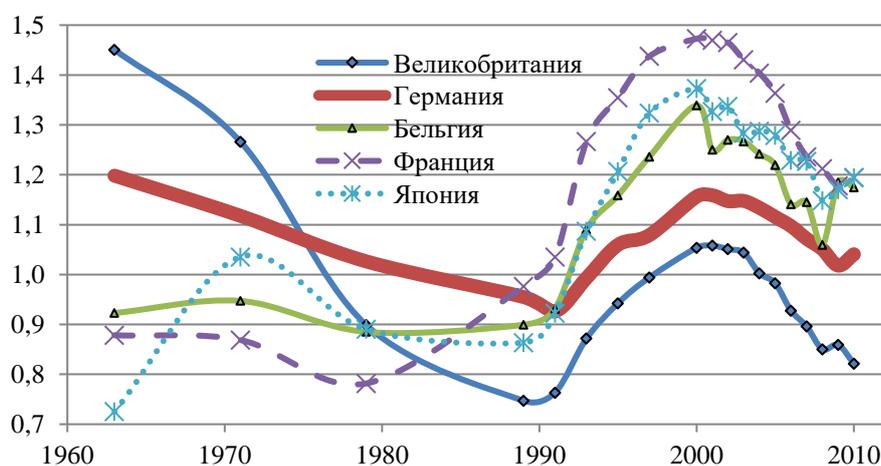
**Рис. 5.40.** УПЭ в России, Украине и Беларуси

*Источник:* разработано автором на основе данных [399].

Для дальнейших рассуждений необходимо определить – с какой страной или группой стран корректно проводить сравнительный анализ электроемкости ВВП России. В связи с этим на рис. 5.41 и 5.42 представлено ежегодное отношение УПЭ стран к его значению в России (в знаменателе – удельное производство электроэнергии России, 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 – на более низкое. Можно сделать вывод о синхронном на протяжении 1963–2006 гг. росте УПЭ России и Германии с точностью до 10%, Франции – 20% (а с учетом экспорта электроэнергии Франции – до 10–12%), Японии и Великобритании – с точностью до 45% [226].

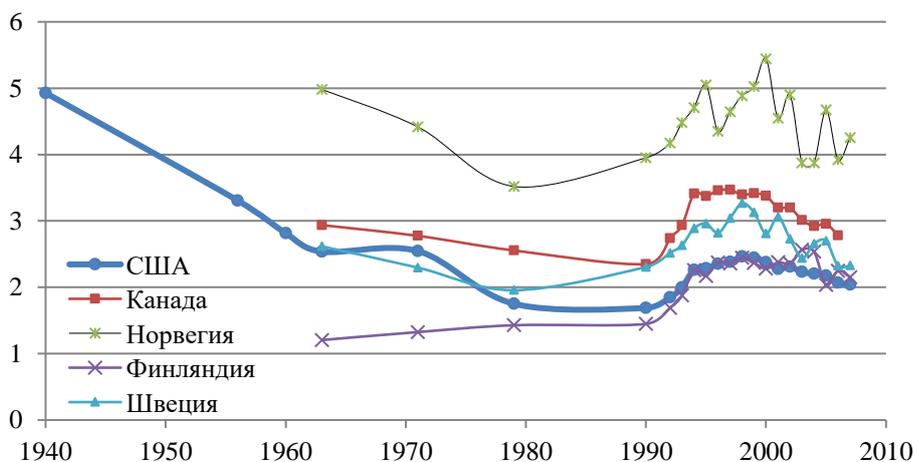
Представленные данные подтверждают, что удельная величина потребления электроэнергии является инвариантной и не может быть искусственно ограничена или увеличена на протяжении значительного периода, она формируется в течение нескольких поколений и определяется уровнем социально-экономического развития страны.

Ниже приведено еще одно подтверждение данного положения на основании сравнения УПЭ России и США, а также с УПЭ стран «Северной группы». Россия сократила отношение УПЭ к аналогичной величине США с 5-кратного до 1,7-кратного разрыва на протяжении 1940–1980 гг., в 1980-е гг. динамика роста производства электроэнергии у них совпадала. В период спада уже российской экономики в 1990-е гг. произошел рост отношения до 2,36 раза с последующим снижением до 2,16 раза. Динамика этого показателя на протяжении 70 лет указывает на то, что задача обогнать и перегнать США по уровню УПЭ является, по-видимому, нереализуемой, а, возможно, столь же некорректной, как и отмеченная выше цель сравнить УПЭ Норвегии с УПЭ штата Калифорнии или Германии [226].



**Рис. 5.41.** Отношение УПЭ западноевропейских стран и Японии к УПЭ России

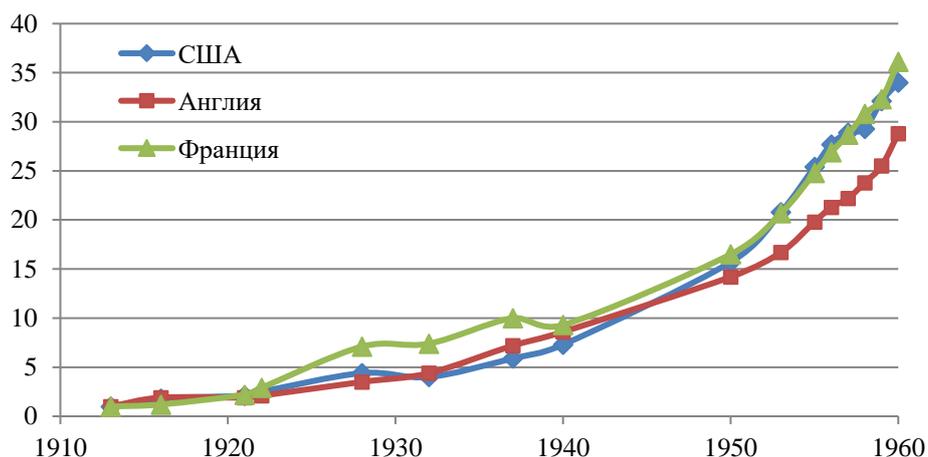
Источник: разработано автором на основе данных [216, 372, 399].



**Рис. 5.42.** Отношение УПЭ США и «Северной группы» стран к УПЭ России

Источник: разработано автором на основе данных [216, 372, 399].

Еще менее реалистичной является задача догнать по уровню УПЭ страны «Северной группы» на всей территории России. Во всяком случае, ни одна страна в планах развития энергетики, динамика УПЭ которой сопоставима с российскими показателями на протяжении длительного периода, аналогичной задачи не ставила. Как следует из данных табл. 5.5, рис. 5.43 [221], а также рис. 5.41 и 5.42, отмеченная полувековая синхронная динамика производства электроэнергии среди промышленно развитых стран наблюдается на протяжении практически всего периода становления и развития электроэнергетики [226]. В табл. 5.5 и на рис. 5.43 показаны индексы производства электроэнергии в 1913–1960 гг.



**Рис. 5.43.** Индексы производства электроэнергии 1913–1960 гг.  
(за единицу принят 1913 г.)

*Источник:* разработано автором на основе данных [221].

**Таблица 5.5**

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

*Источник:* [221].

### 5.3. Снижение дифференциации УПЭ между развитыми и развивающимися странами и увеличение среди российских регионов

Исследование на основе данных до экономического кризиса 2008 г. дополнено данными 2009-2018 гг. и проанализированы особенности динамики электропотребления российских регионов. Несмотря на стабилизацию УПЭ в странах, завершивших этап урбанизации, рост потребления электроэнергии будет опережать увеличение потребления других энергоносителей и, согласно базовому прогнозу МЭА, составит к 2040 г. 60% его сегодняшнего уровня. Электропотребление увеличивается как в результате роста численности населения, так и повышения удельного подушного потребления электроэнергии (УПЭ, МВт·ч/чел. в год). Высокими темпами УПЭ растет в развивающихся странах по настоящее время (табл. 5.6). В результате происходит сокращение разрыва между развитыми и развивающимися странами [424].

Рост электропотребления обусловлен не только ростом численности населения Земли, но и процессом выравнивания УПЭ между развивающимися и развитыми странами. Социологические и демографические исследования показывают, что численность населения связана с уровнем жизни людей, и при достаточно комфортных условиях во всем мире наблюдается стабилизация этого показателя. Примером тому являются современные демографические тенденции в странах Европы, США, Канаде, Японии. Если в 1960-е гг. различие в удельном потреблении электроэнергии в развитых и развивающихся странах составляло более 20 раз, то к 2010 г. оно сократилось примерно в семь раз. Тенденция выравнивания удельного электропотребления тщательно проанализирована, надежно подтверждена статистическими данными и указывает на то, что индустриализация развивающегося мира происходит существенно более высокими темпами по сравнению с развитыми странами [68].

**Таблица 5.6**

Динамика УПЭ в развивающихся странах

Страна	УПЭ, МВт·ч/чел. в год					Среднегодовое изменение УПЭ, %/год в период			
	1990	2000	2006	2012	2018	1990–2000	2001–2006	2007–2012	2013–2018
Южная 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

Источник: разработано автором на основе данных [399].

В 2010-е гг. в экономической динамике развитых стран появился новый фактор, имеющий непосредственное отношение к изменению динамики их электропотребления – реиндустриализации – возврат отраслей, ранее вынесенных в развивающиеся страны, и восстановление промышленной базы на новой технологической основе [163].

Реиндустриализация стала объективной необходимостью, основой основ экономического развития. Оставив в прошлом рассуждения о возможности построения постиндустриального общества [123], к этому маневру пришли высокотехнологичные страны Западной Европы и США. И, по меньшей мере, на протяжении десятилетия они проводят экономическую политику, направленную на противодействие долгосрочной негативной тенденции снижения удельного веса обрабатывающей промышленности в ВВП, разрабатывают механизмы 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) [163]. В Италии возвращение ранее выведенной из страны промышленности увязывают, «прежде всего, с программой создания бренда «на 100% сделано в Италии», нацеленной на стимулирование возвращения производств итальянских компаний обратно в страну. Недавно Министерство промышленного обновления во Франции одновременно с мерами, направленными на ограничение аутсорсинга и офшоринга, также инициировало ускорение процесса возвращения в страну ранее выведенных производств. В Великобритании решоринг рассматривают как инструмент, способный сбалансировать структуру экономики» [163]. Согласно исследованию, проведенному компанией Boston Consulting Group (BCG), более 50% компаний США с объемом продаж свыше 1 млрд долл. либо продолжают возвращать рабочие места обратно в страну, либо планируют это сделать в ближайшее время [418]. «Сегодня этот процесс затронул широкий круг отраслей обрабатывающей промышленности, включая низкотехнологичные (производство обуви, одежды в Европе и мебели в США), а также и такие высокотехнологичные отрасли, как электроника» [163]. Однако общая динамика снижения доли обрабатывающей промышленности в ВВП сохраняется.

Несмотря на возвращение производства в страну и связанный с этим рост потребления электроэнергии, рост УПЭ не только отсутствует, но происходит его дальнейшее снижение. Но если в 2000-е гг. снижение происходило в странах Северной Европы, Великобритании, Канаде, США, Австралии (выделены курсивом в табл. 5.7) [239], то в 2010-е гг. этот процесс стал отличительным признаком большинства развитых стран.

Не менее значимой особенностью развитых стран является отсутствие сокращения дифференциации в УПЭ в последние четверть века: различие в УПЭ между Норвегией и Великобританией в 1990 г. составляло 4,66, а в 2018 г. оно увеличилось до 5,12. Потребление норвежца было в пять раз больше по сравнению с англичанином. И это соотношение сохранялось с конца XX в., несмотря на то, что страны расположены на разных берегах одного моря, течения которого определяют их климат, причем 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, для отопления, предпочтение отдается более экологичной электроэнергии. Таким образом, *после выхода на некоторый, для каждой территории свой, предельный УПЭ его дальнейшего роста, по крайней мере, в последние 20–25 лет в развитых странах не происходит.*

**Таблица 5.7**

Динамика УПЭ в развитых странах

	УПЭ, МВт·ч/чел. в год					Среднегодовое изменение УПЭ, % в период			
	1990	2000	2006	2012	2018	1990–2000	2001–2006	2007–2012	2013–2018
<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	–0,4	–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

\* Курсивом выделены страны, где УПЭ снижается не менее 15 лет.

Источник: разработано автором на основе данных [399].

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

В Российской Федерации по объему потребления электроэнергии на душу населения можно выделить два типа территорий: первую – европейскую часть, включающую пять федеральных округов, и вторую – восточную часть, включающую УФО, СФО, ДВФО. Можно отметить сходство стран группы I с европейской территорией Российской Федерации (ЦФО, СЗФО, ЮФО, СКФО, ПФО). Основное отличие общего характера энергообеспечения указанных Федеральных округов от европейских стран заключается в 1,5–2 раза более коротком логистическом плече доставки углеводородов. Это дает основания утверждать об отсутствии предпосылок для роста УПЭ для европейской части России выше аналогичных показателей стран группы I (страны Западной Европы и Японии). Пять федеральных округов европейской части России, как и страны группы I, 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, добыча апатитов,

калийных солей и т.п., составляют относительно невысокую долю в региональном валовом продукте и несущественно повлияют на среднее потребление электроэнергии в европейской части. Различие состоит в неразвитости нашей инфраструктуры и технологической отсталости, определяющей высокую удельную электроемкость ВВП [226]. Поэтому предпосылки роста УПЭ в европейской части Российской Федерации более чем до 8 МВт·ч/чел. в год отсутствуют, что соответствует максимальному значению западноевропейских стран и Японии.

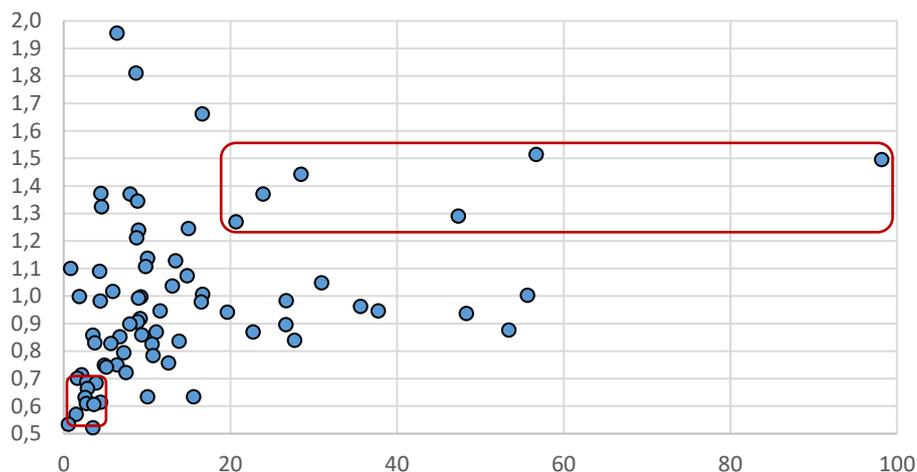
Для Урала, Сибири и Дальнего Востока далее проведем анализ двух значений УПЭ: 16 и 12 МВт·ч/чел. в год. Первое значение соответствует максимальному значению УПЭ, характерному в 2000–2018 гг. для Канады и Швеции, второе – для США и Швеции в 2018 г.

Для восточных территорий России более реалистичным является значение 12 МВт·ч/чел. в год по следующим причинам:

- наличие централизованного теплоснабжения в Зауралье в отличие от электроотопления в Канаде и странах Северной Европы [283], что предполагает корректировку в меньшую сторону УПЭ этих стран для российских условий;
- снижение УПЭ в большинстве развитых странах в последнее десятилетие, несмотря на начало развития электротранспорта.

На малую вероятность роста электропотребления до 16 МВт·ч/чел. в год в Зауралье указывают результаты исследования ЗАО «Агентства прогноза балансов электроэнергетики», 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 [192]. Возможный повышенный темп роста потребления на Дальнем Востоке благоприятно повлияет на увеличение ЧЧИМ. В этом регионе имеется высокий нереализованный потенциал роста производства электроэнергии, так как ЧЧИМ на Дальнем Востоке снизилось в наибольшей по сравнению с другими территориями России (табл. 2.4). Более того, так как эластичность цены на электроэнергию по ЧЧИМ (по абсолютному значению) выше на территориях с хорошей обеспеченностью топливом, наибольший эффект от снижения стоимости электроэнергии в результате роста ЧЧИМ может быть получен именно в ДВФО.

В России потребление электроэнергии за 1990–2020 гг. не увеличилось. В 2016 г. этот показатель достиг уровня 1990 г. (1073,839 млрд кВт·ч), к 2018 г. он вырос до 1108,134 млрд кВт·ч, а в 2020 г. – снизился до 1050,4 млрд кВт·ч. Но потребление в регионах имело разнонаправленный характер. В регионах – крупных потребителях с объемом потребления более 20 млрд кВт·ч/год (правая прямоугольная область на рис. 5.44) – наблюдался рост электропотребления: в Тюменской области – на 51%, в Москве – на 50%, в Санкт-Петербурге – на 44%, в Краснодарском крае – на 37%, в Московской области – на 29%, в Ленинградской области – на 27%.



**Рис. 5.44.** Распределение субъектов Российской Федерации по объему потребления электроэнергии (млрд кВт·ч/год) в 2018 г. и изменение потребления за 1990–2018 гг.

*Источник:* разработано автором на основе данных [372].

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

Миграция населения в городские агломерации вызвала 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 условия, а – это единственная (до 2014 г.) территория в западной части страны с теплым морским побережьем.

Лидерами роста 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 этих «энергетических консервов» стал причиной роста электропотребления не только в Хакасии, но и сохранения объема электропотребления в Иркутской области. При этом в результате депопуляции Иркутской области ее УПЭ увеличилось в 1990–2008 гг. на 13%.

В Калужской области в 2010-е гг. росту электропотребления до 8,6 млрд кВт·ч и УПЭ до 8,6 МВт·ч/чел. в год 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 руб. [363]. Но несмотря на столь активную трансформацию экономики, регион не стал новой точкой притяжения миграционных потоков. В 2011 г. депопуляция 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.

**Таблица 5.8**

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

Регион	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч в 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	н.д.	н.д.	1,41	2,10	0,39	н.д.	0,40	0,44	н.д.	н.д.	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	н.д.	н.д.	5,82	6,11	2,07	н.д.	1,90	1,91	н.д.	н.д.	2,9	3,2
Адыгея	н.д.	0,90	1,34	1,45	0,43	0,45	0,45	0,45	н.д.	2,0	3,0	3,2
Карачаево-Черкессия	н.д.	1,17	1,31	1,40	0,42	0,44	0,47	0,47	н.д.	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	н.д.	0,37	0,66	0,77	0,19	0,34	0,45	0,49	н.д.	1,1	1,4	1,6

Источник: разработано автором на основе данных [372].

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. 5.44). Иными словами, происходит увеличение расхождения в потреблении электроэнергии между регионами: в регионах-лидерах

электропотребление растет в отличие от антилидеров: Ивановской области с падением потребления электроэнергии – на 48%, Республиках Калмыкия, Северная Осетия, Марий Эл, а также в Тамбовской, Курганской, Магаданской, Орловской, Брянской областях, 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%.

**Таблица 5.9**

Регионы европейской части России, 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
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	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	10	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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

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%), а 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: в 1990 г. – 7,27 МВт·ч/чел.; в 2019 г. – 7,54 МВт·ч/чел.; в 2020 г. – 7,16 МВт·ч/чел. Но в регионах динамика УПЭ, как и динамика объемов электропотребления, имеет разнонаправленный характер. В табл. 5.8–5.11 приведены данные по всем регионам. Они разделены на четыре группы: находящиеся в европейской и азиатской части страны, снизившие и увеличившие электропотребление за 1990–2018 гг.

**Таблица 5.10**

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	н.д.	9,92	16,4	16,6	0,57	0,56	0,53	0,54	н.д.	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 область	н.д.	1,02	1,28	1,33	0,22	0,20	0,17	0,16	н.д.	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	н.д.	0,47	0,55	0,60	0,19	0,20	0,21	0,22	н.д.	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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

В 1990–2018 гг. лидерами роста 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 за счет снижения коммерческих потерь в электросетях (сокращение неучтенного потребления). В итоге УПЭ Севастополя достигло 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 по стране в целом – присуща всем развитым странам [395].

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 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 областях – до 8,2 МВт·ч/чел. в год.

**Таблица 5.11**

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

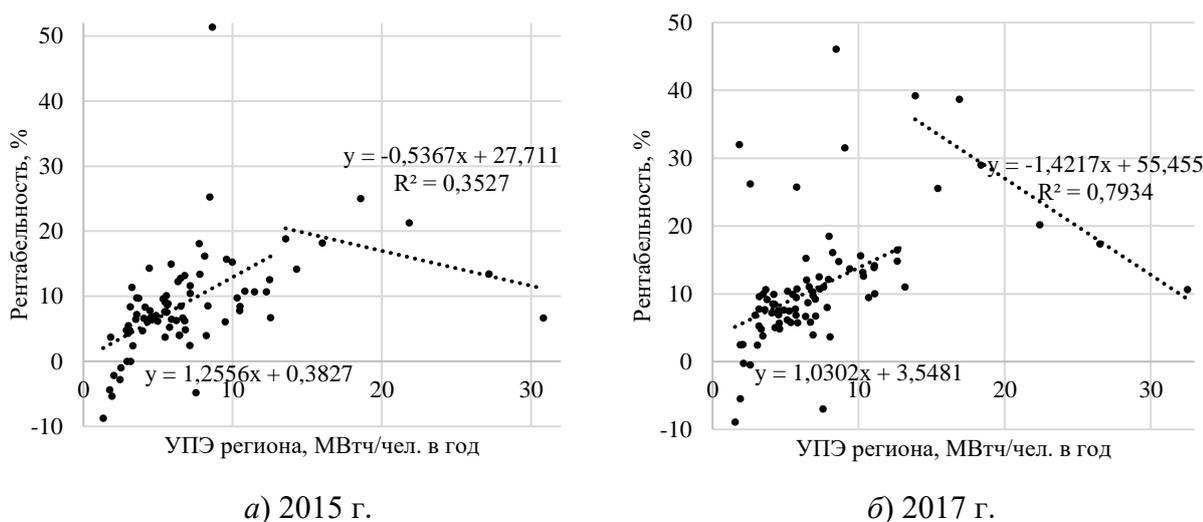
Регион	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч/год				Население, млн чел.				УПЭ, МВт·ч/чел. в год			
	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018	1990	2000	2014	2018
Красноярский край	60,9	48,7	53,1	53,4	3,16	3,02	2,85	2,88	19,3	16,1	18,6	18,6
Магаданская область	4,03	2,59	2,11	2,54	0,39	0,20	0,15	0,14	10,3	12,8	14,1	17,7
Чукотский автономный округ	н.д.	0,61	0,68	0,72	0,16	0,06	0,05	0,05	н.д.	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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Рассмотрим взаимосвязь УПЭ с такой интегральной характеристикой деятельности региональных экономик, комплексно отражающей степень эффективности использования материальных, трудовых и денежных ресурсов, а также природных богатств как рентабельность. На рис. 5.45, а представлены УПЭ и рентабельность проданных товаров, работ, услуг в 2015 г., а на рис. 5.45, б – в 2017 г., на основе которых можно сделать выводы:

- рентабельность продаж товаров, работ, услуг в регионах с УПЭ менее 3 МВт·ч/чел в год близка к нулю, а в некоторых случаях отрицательна;
- рентабельность возрастает по мере увеличения УПЭ до 13,5 МВт·ч/чел. в год;
- рентабельность снижается при возрастании УПЭ более 13,5 МВт·ч/чел. в год, что стало иметь более выраженный характер в 2017 г. по сравнению с 2015 г.

Данный факт обусловлен возрастанием рентабельности и УПЭ в регионах по мере развития в них перерабатывающей и наукоемкой промышленности. Эти отрасли относительно не энергоемки и УПЭ в регионах с такой специализацией эквивалентно значениям этого показателя в развитых высокотехнологичных странах. Повышение УПЭ выше 13–14 МВт·ч/чел. вызвано высокой долей в ВРП добывающей промышленности и отраслей первичной энергоемкой переработки полезных ископаемых, в основном металлургии. В отличие от стран Северной Европы и Канады столь высокий показатель УПЭ российских северных регионов не связан с электроотоплением. Снижение региональной рентабельности по мере увеличения УПЭ в регионе свыше 13 МВт·ч/чел указывает, что гипотетическое повышение УПЭ в стране до уровня электропотребления стран Северной Европы не приведет к улучшению экономических показателей Российской Федерации

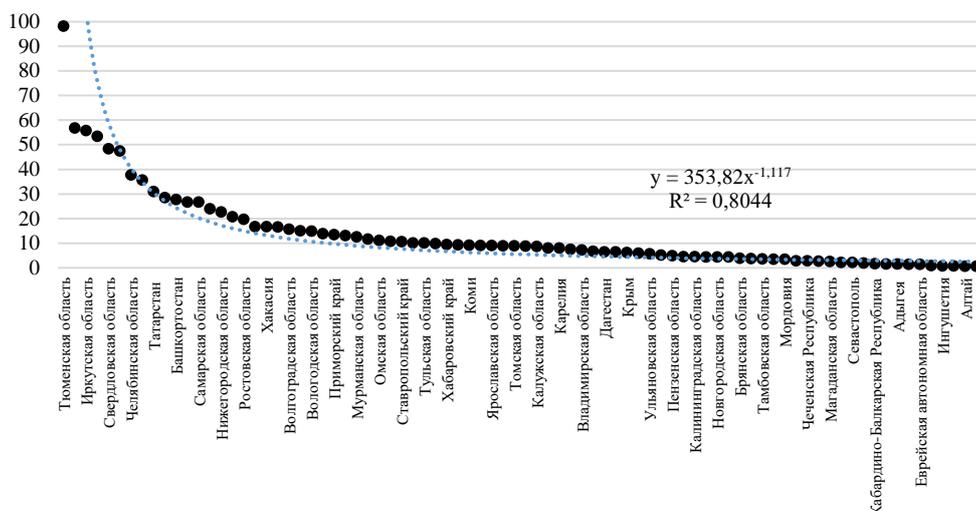


**Рис. 5.45.** Взаимосвязь УПЭ (МВт·ч/чел. в год) и рентабельности проданных товаров, работ, услуг (%)

Источник: разработано автором на основе данных [372].

В результате исследования особенностей регионального электропотребления показано, что распределение регионов России в 2018 г. по этому показателю с достоверностью более 80% описывается *H*-распределением (рис. 5.46): суммарно на долю первых шести регионов-лидеров (Тюменской, Иркутской, Свердловской, Московской областей, Москвы и Красноярского края) приходилось 32,5% всего электропотребления в стране; доля же шести регионов с минимальным потреблением – 0,43%. Это Республики Калмыкия, Алтай, Тыва, Карачаево-Черкессия; Чукотский автономный округ и

Еврейская автономная область. Годовое электропотребление в Тюменской области и Республики Калмыкия отличалось в 182 раза.

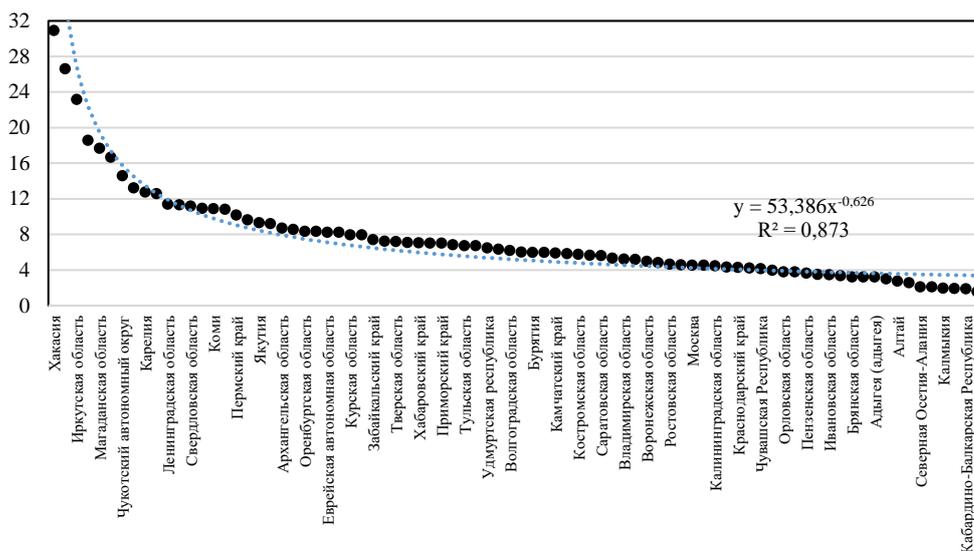


**Рис. 5.46.** Распределение регионов Российской Федерации по объему потребления электроэнергии в 2018 г (млрд кВт·ч/год)

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Если распределение регионов по объему электропотребления, с точки зрения теории техноценозов, исследовалось на протяжении более 20 лет [385], то закономерности распределения регионов по УПЭ являются недостаточно изученными. Распределение регионов по УПЭ также описывается *H*-распределением (рис. 5.47). 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. 5.7), является следствием 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 существуют объективные предпосылки (площадь территории, численность населения и т.п.). Но причин для 20-кратного различия в подушном электропотреблении граждан одного государства, проживающих в разных регионах, таких предпосылок значительно меньше, особенно в условиях, когда сокращение разрыва в УПЭ является общей закономерностью развития мировой экономики. В результате повышения благосостояния жителей развивающихся стран исторические причины их энергетической бедности постепенно отходят на второй план.



**Рис. 5.47.** Распределение регионов России по УПЭ в 2018 г. (МВт·ч/чел. в год)

Источник: разработано автором на основе данных [372].

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 100 лет является единым, в настоящее время можно условно сформировать две группы регионов, в которых:

- уровень электровооруженности жителей равен 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 может поддерживаться ощущение принадлежности к единому экономическому пространству.

#### ***5.4. Прогноз потребления электроэнергии и необходимой мощности энергосистемы***

Согласно данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, в 2018 г. рассматривались 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 – рост населения до 153 224,2 тыс. чел. будет происходить со скоростью 0,24% год.

**Таблица 5.12**

Прогноз потребления электроэнергии в России в 2036 г.

Темпы роста населения, (%/год)	Потребление электроэнергии, (млрд кВт·ч/год)		
	в европейской части России УПЭ 8 МВт·ч/чел. в год	на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке	
		УПЭ 12 МВт·ч/чел. в год	УПЭ 16 МВт·ч/чел. в год
Низкие (–0,34)	811,8	437,9	583,8
Средние (–0,11)	846,3	465,5	608,7
Высокие (0,24)	900,5	485,7	647,6

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Варианты прогноза потребления электроэнергии при УПЭ 12 МВт·ч/чел. и 16 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке и 8 МВт·ч/чел. в год – в западной части России (табл. 5.12) рассчитаны для низкого, среднего и высокого вариантов прогноза численности населения страны к 2036 г. Для более вероятного потребления в восточной части страны в размере 12 МВт·ч/чел. в год при высоком варианте демографического прогноза численности населения потребление электроэнергии составит менее 1400 млрд кВт·ч/чел. в год, при среднем варианте – 1300 млрд кВт·ч/год, а при низком – 1250 млрд кВт·ч/год.

**Таблица 5.13**

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 на 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 на Дальнем Востоке	в Европейской части России	на Урале, в Сибири и на 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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Расчет сценариев электропотребления в России выполнен при следующих гипотезах:

- закономерности 1990–2018 гг. распределения российских регионов по УПЭ как техноценоза сохраняются в пределах горизонта планирования;

- динамика УПЭ в России соответствует динамике этого показателя в странах, завершивших этап урбанизации;
- электровооруженность жителя европейской части России соответствует уровню западноевропейских стран и Японии (8 МВт·ч/чел. год), а азиатской части – уровню США, Финляндии и Швеции (12 МВт·ч/чел. год);
- изменение численности населения происходит в соответствии со сценариями ФСГС РФ (низкий, средний и высокий темпы роста населения (–0,34; –0,11 и 0,24%/год)) [372];
- горизонт планирования – 2036 г., начальная точка – 2018 г.

При оценке необходимой установленной мощности энергосистемы следует принять два сценария:

- базовый, при котором в соответствии с ДК происходит рост количественной устойчивости, – строительство новых мощностей (с учетом вывода выработавших ресурс энергоблоков) не ниже роста электропотребления – сохранится по меньшей мере 5–7 лет (времени реализации новых энергетических проектов);
- альтернативный, предполагающий рост ЧЧИМ в европейской части России до 5500 ч/год, а в Зауралье – до 5800 ч/год.

**Таблица 5.14**

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 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и на 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 на 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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Варианты прогноза потребления электроэнергии и необходимой установленной мощности энергосистемы для потребления 16 и 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке (табл. 5.13 и 5.14) представлены для низкого, среднего и высокого вариантов прогноза численности населения к 2036 г.

Более вероятным являются средний вариант демографического прогноза и УПЭ – 12 МВт·ч/чел. в год на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке и 8 МВт·ч/чел. в год – в европейской части России. Для этого случая необходимая мощность всех электростанций в России в объеме 232,6 ГВт уже достигнута. Поэтому усилия необходимо

направить не на продолжение роста мощности электростанций, а на развитие энергетического хозяйства потребителей. 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 систем теплоснабжения.

В структуре выработки электроэнергии в России доля тепловой генерации превышает 60%. При среднем удельном расходе топлива на выработку электроэнергии 312 г у.т. на кВт·ч суммарное потребление топлива на ТЭС на выработку электроэнергии составляет около 200 млн т у.т./год. Рост ЧЧИМ всей энергосистемы в случае реализации альтернативной концепции 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 ч/год [370] до 5700–5780 ч/год. Это значение не превышает показателей 1979 г. в энергосистеме Урала (табл. 2.3), где доля тепловых станций была выше 80%. В результате сокращения числа пуска-остановок и перехода на более экономичные режимы работы снижение потребления топлива составит не менее 8–9%, или 16–18 млн т у.т./год.

Рассмотренный подход к определению объема необходимого производства электроэнергии к 2036 г. построен с учетом опыта развития всех стран, завершивших этап урбанизации, и поэтому является достаточно универсальным, что позволяет учесть завышенные ожидания потребления электроэнергии [226], которые ведут к неоправданным капитальным вложениям, а в дальнейшем – к невостребованным энергетическим мощностям.

**Таблица 5.15**

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

Демографический вариант прогноза	Необходимая установленная мощность, ГВт		Снижение потребности в установленной мощности в результате повышения эффективности использования мощностей, ГВт	Избыточные инвестиции, трлн руб.	Удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций, руб./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

Источник: разработано автором на основе данных [372].

Разница в инвестиционных затратах, 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 ч/год в европейской части и 12 МВт·ч/чел. в год и ЧЧИМ 5800 ч/год в Зауралье, показана в табл. 5.15.

Удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций составит порядка 0,38 руб./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, связанные с работой оборудования в неоптимальных режимах, повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, увеличением числа пусков-остановок оборудования и т.д. В итоге удорожание электроэнергии может составить порядка 0,6–0,7 руб./кВт·ч, или 30–35% цены электроэнергии, приходящейся на долю генерации (на 15–17% цены электроэнергии у потребителя). Переход к альтернативной концепции позволит смягчить динамику роста стоимости электроэнергии и снизит не только объем инвестиций в новые проекты электростанций до 2036 г. на 8,1–8,6 трлн руб. (в ценах 2020 г.), но и ежегодные расходы потребителей на электроснабжение на 0,8–1,0 трлн руб. Расчеты, проведенные на основе разработанной И.Д. Грачевым вероятностной модели рынка как статистического ансамбля ограниченно нерациональных агентов [114], показали, что увеличение цен на электроэнергию на 10% приводит к снижению темпов экономического роста на 0,3–0,5%/год. Таким образом, потенциальный эффект реализации АК заключается в увеличении темпов экономического роста на 0,5–0,8%/год по сравнению с базовым сценарием в рамках ДК.

Данный результат будет получен не за счет снижения рентабельности генерирующих и сетевых компаний, а в результате повышения эффективности их производственной деятельности. А так как электрическая энергия используется во всех отраслях, и снижение ее цены приводит к уменьшению цен на продукцию, то сокращение издержек электроснабжения является условием сбалансированного экономического развития и возрастания конкурентоспособности, в первую очередь, энергоемких, базовых отраслей экономики (металлургии, химической промышленности, машиностроения, добычи полезных ископаемых). А это – дополнительная прибыль промышленных и сельскохозяйственных предприятий; это – финансовые ресурсы, которые при соответствующем государственном регулировании повысят спрос на продукцию машиностроения и – по цепочкам межотраслевых связей – увеличат объем производства практически во всех отраслях экономики, включая электроэнергетику; а это – реализация новых проектов, появление новых точек роста. В итоге сокращение издержек электроснабжения – это повышение заработной платы и доходов населения, рост совокупного спроса и благосостояния страны.

## ***Выводы к главе 5***

1. Сбалансированность элементов тетрады, повышение эффективности функционирования системы энергоснабжения как целого значимо больше влияет 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. Обеспечить электроэнергией 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. Вторым является альтернативным, его воплощение возможно в случае принятия принципов альтернативной концепции развития электроэнергетики.

2. На основе применения теории динамических систем выявлены 12-летние циклы на фазовой плоскости (координаты: изменение мощности энергосистемы; число часов использования установленной мощности). Установлено, что циклическая динамика характерна для большинства энергосистем.

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 снижению 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 в любой стране увеличить мощность энергосистемы сверх роста потребления, в том числе в результате формирования задела для завышенного прогнозного объема электропотребления, всегда приводили к снижению эффективности использования энергетических мощностей.

4. Рост электропотребления в мире в значительной степени обусловлен ростом УПЭ в развивающихся странах до уровня развитых. Отношение УПЭ жителя развивающихся стран по отношению к УПЭ в развитых странах сократилось с 20 до 7 раз. УПЭ в развитых странах остается низким, несмотря на возвращение в страну производства, ранее перенесенного в страны с более низкими издержками, и развитие новых отраслей экономики. Но при этом исторически сложившееся, как минимум 5-кратное, отношение УПЭ в разных развитых странах сохраняется.

5. В России в 1990–2018 гг. отношение УПЭ различных регионов увеличилось с 7- до 20-кратной величины, что является отражением накопления структурных деформаций в социально-экономическом развитии, ведущих к снижению структурной устойчивости экономики страны. Распределение регионов по объему электропотребления и по УПЭ с достоверностью более 80% описывается ценологическим *H*-распределением. Происходит рост численности населения в регионах с относительно низким УПЭ (Москва, Санкт-Петербург, Кубань, СКФО) и снижение его численности в северных регионах с высоким УПЭ. При этом рентабельность проданных товаров, работ, услуг близка к нулю в энергетически бедных регионах и возрастает по мере роста УПЭ в регионах. Но по мере роста УПЭ в регионах более 13 МВт·ч/чел. в год рентабельность снижается.

6. Сокращение на первом этапе сегодняшнего 20-кратного разрыва в электровооруженности жителей различных регионов России до 7-кратного значения, характерного для отношения УПЭ развитых и развивающихся стран, а впоследствии – и до 5-кратного значения является путем повышения структурной устойчивости экономики.

7. Разработана новая методология определения прогноза потребления электроэнергии, различающаяся для двух групп стран: 1) завершивших этап урбанизации, а также 2) развивающихся, находящихся на переходном этапе развития и обладающих потенциалом роста доли городского населения. Для первой группы стран подушное электропотребление выходит на уровень насыщения. Во второй группе стран УПЭ возрастает. Для них характерно развитие энергоемких производств и экстенсивное наращивание потребления ресурсов. УПЭ любой страны, не совершающей перехода на новый уровень социально-экономических отношений, сопровождающийся ростом доли городского населения, является консервативной, практически постоянной величиной на протяжении десятилетий, а его динамика в комплексе с электроемкостью ВВП – основополагающим параметром, характеризующим хозяйственную деятельность в стране [224].

8. Составлен прогноз потребления электроэнергии западной части России с учетом повышения УПЭ до уровня стран Западной Европы и Японии, и восточной части России – с учетом повышения УПЭ до уровня потребления стран Северной Америки и Северной Европы для низкого, среднего и высокого уровней демографического прогноза. Получены значения необходимой и достаточной мощности энергосистемы Российской Федерации – 232 ГВт для среднего варианта демографического прогноза как наиболее вероятного.

9. 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.

10. Дополнительные капитальные затраты в результате опережающего потребление роста мощности энергосистемы приведут к удорожанию электроэнергии на 0,38 руб./кВт·ч. Возникнут дополнительные затраты, обусловленные тем, что каждый рубль, вложенный в избыточные инвестиции, вызывает примерно такие же издержки, связанные с работой оборудования в неоптимальных режимах, с повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, с увеличением числа пусков-остановок оборудования и т.д. В итоге удорожание электроэнергии составит порядка 0,6–0,7 руб./кВт·ч, или 15–17% цены потребителя, чего можно избежать при переходе к альтернативной концепции развития электроэнергетики. А потенциальный эффект реализации этой концепции заключается в увеличении темпов экономического роста на 0,5–0,8%/год по отношению к базовому сценарию в рамках действующей концепции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В плане ГОЭЛРО и на дальнейших этапах становления и развития отечественной энергетической научной школы определяющим для 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 ведущего звена энергетики. Этот подход определил понятие энергетической науки, изучающей закономерности, явления, процессы, средства преобразования, распределения и использования всех видов энергии и энергетических ресурсов [213].

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 1960-е годы установка «Энергии у нас много, а жилье нам надо строить быстро и дешево» обозначила вектор развития энергетики. Из нее, в частности, следовало, что первичен рост количественных показателей: 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 тому, что вопросы эффективности использования энергии стали второстепенными. Впоследствии командно-административные методы способствовали росту эффективности централизованного энергоснабжения, но при условии, что действия потребителя определялись плановыми показателями [224]. Максимизация народнохозяйственного эффекта от капиталовложений в самую капиталоемкую отрасль экономики – энергетику обеспечила показатели эффективности использования мощностей в СССР, значительно превышающие достигнутые большинством развитых стран не только в 1950–1990 гг., но и в настоящее время на оборудовании другого поколения и соответственно – более высокого технологического уровня.

Падение промышленного производства 1990-е гг. привело к росту удельной 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. Анализ значений подушного, т.е. удельного, потребления электроэнергии (УПЭ) с 1960-х гг. указывает на их совпадение на всем промежутке времени (с точностью до 20%), несмотря на различные социально-экономические, климатические и др. условия таких высокоразвитых стран, как Германия, Франция, Великобритания, Нидерланды, Япония с Россией. С конца 2000-х гг. УПЭ в этих странах изменило динамику. Произошел выход на насыщение на уровне 6,5–7,5 МВт·ч/чел. в год, а в Великобритании и Франции этот показатель стал снижаться. Такая динамика повторяет динамику УПЭ в странах Северной Америки и Северной Европы. В северных странах и США УПЭ с 1960-х гг. было в 1,5–2 раз выше, а начало снижаться в начале 2000-х гг.

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, не оправдалась. Произошел рост стоимости не только электроэнергии, но и всех процессов жизнеобеспечения [224]. А так как доля России в производстве электроэнергии кратно превышает ее долю в мировом ВВП, высокие цены на электроэнергию оказывают большее влияние на замедление экономического развития, чем в других странах. Намеченный рост энергоэффективности на 40% не будет способен качественно изменить соотношение энергоемкости экономики России по сравнению с другими странами, так как в развитых странах приняты аналогичные индикативные параметры. Более того, даже при достижении удельной энергоемкости 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 [224]. Дополнительный вклад в повышение стоимости энергоснабжения внесут проекты по секвестрации парниковых газов.

А это означает, что энергетическая безопасность как способность страны или региона обеспечивать экономический рост энергоресурсами, означающий снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам (определение, данное на Государственном совете Российской Федерации «О повышении энергоэффективности российской экономики» (Архангельск, 2009) [382]), не может быть обеспечена без корректировки действующей концепции развития электроэнергетики [224], ориентированной на рост количественных показателей (строительство новых крупных электростанций и расширение магистральных ЛЭП).

В этих условиях единственным решением является повышение структурной устойчивости отрасли. Технологической основой ее реализации станут интеллектуальные микросети, включающие распределенную энергетику, максимально приближенную к потребителю. А если источник электроэнергии приближается к потребителю, то ключевым факторами становятся возможность использовать попутное тепло и содействовать развитию когенерации, а также (согласно «незыблемому положению в энергетике: чем меньше потребитель, тем более высококачественными ресурсами он должен обеспечиваться» [213]) необходимость координации этого процесса с программой газификации страны. Поэтому особое внимание уделено механизмам, обеспечивающим интеграции 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 сети высокого напряжения – путь, по которому происходило развитие интеллектуальных сетей в большинстве стран: интеллектуальные сети (smart grid) строились путем первоначального внедрения технологий интеллектуальных сетей в локальные распределительные сети. В отличие от западных интеллектуальных сетей функции российских интеллектуальных сетей будут включать оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и тепла, что может быть реализовано при рассмотрении теплового потребления и систем аккумулирования тепловой и электрической энергии как равновесных частей структуры электротехнических комплексов и систем потребителей [240]. Именно поэтому в работе столь подробно рассмотрены проблемы теплоснабжения и возможности гармоничного развития комбинированного производства тепла и электроэнергии, максимально приближенного к потребителю.

Ингрессии электроэнергетики и смежных областей жизнеобеспечения позволят повысить эффективность использования действующих генерирующих мощностей, снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии и обеспечить надежное энергоснабжение без роста их мощности свыше 250 ГВт. 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» [213]. Это утверждение Л.А. Мелентьевым было сделано на основе данных начала 1980-х гг. – периода роста УПЭ практически во всех странах мира. В настоящее время, когда рост УПЭ в странах, завершивших этап построения индустриального общества, подошел к насыщению [224], несубсидированные цены на электроэнергию ВИЭ во многих странах достигли сетевого паритета и началась реализация проектов по секвестрации парниковых газов, значение  $\frac{3}{4}$  следует заменить более высокой величиной. Из полученных результатов следует необходимость устранения накопившихся структурных диспропорций путем корректировки приоритетов в государственной энергетической политике Российской Федерации. И согласно исследованиям ИСЭМ им. Л.А. Мелентьева СО РАН, инициированные реформой электроэнергетики вводимые по Генсхемам-2020 и 2035 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), неспособных иметь собственные электростанции» [296].

Альтернативная концепция развития электроэнергетики направлена не на наращивание мощности энергосистемы, а на 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 процесс построения гармонизированных отношений между производителями и потребителями электроэнергии. Новые возможности, открывающиеся в связи с распространением интернета вещей и интеллектуальных сетей, являются путем решения основных задач в части регулирования графика нагрузки и роста числа часов использования мощности за счет оптимизации функционирования производственных систем энергетики, что позволит снизить издержки энергоснабжения и стоимость электроэнергии. Фактически это является переходом к сбалансированной тетраде и возвратом потребителя в единый организм энергетики.

Полученная в исследовании оценка достаточной мощности энергетических мощностей позволяет пересмотреть обоснования ввода новых энергетических объектов. В краткосрочном периоде необходимо модернизировать существующее оборудование, 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) и, соответственно, увеличить производство электроэнергии. Локальные дефициты, возникающие из-за неравномерного экономического развития, целесообразно устранять за счет перевода теплоисточников в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, создавая распределенную когенерацию, тем самым используя сформировавшиеся котельные как пространственный скелет для дополнения крупных электростанций средними и мелкими источниками.

В долгосрочной перспективе в России следует ожидать распространения новых технологических решений и постепенного перехода к безуглеродной энергетике. В настоящее же 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 в развитии ВИЭ [238].

Развитие энергоснабжения на основе положений АК полностью соответствует решению задачи снижения издержек интеграции в энергосистему нерегулируемых источников энергии. Таким образом, 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 альтернативной концепции по сути является подготовительным этапом, предшествующим переходу к климатической нейтральности и к развитию ВИЭ, которые уже достигли сетевого паритета с традиционной энергетикой в ряде географических регионов мира.

При выборе действующей концепции даже без учета затрат на секвестрацию парниковых газов удорожание электроэнергии в результате избыточных инвестиций составит порядка 0,38 руб./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 неоптимальных режимах, повышенными удельными расходами на выработку электроэнергии, увеличением числа пусков-остановок оборудования, сокращением его ресурса, ростом объема ремонтных работ. В итоге удорожание электроэнергии составит 0,6–0,7 руб./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 альтернативной концепции развития электроэнергетики. Так как увеличение цен на электроэнергию на 10% приводит к снижению темпов экономического роста на 0,3–0,5%/год, потенциальный эффект реализации АК заключается в увеличении темпов экономического роста на 0,5–0,8%/год по сравнению с базовым сценарием в рамках ДК.

В структуре выработки электроэнергии в России доля тепловой генерации превышает 60%. Суммарное потребление топлива на ТЭС на выработку электроэнергии составляет 200 млн т у.т./год. Для роста ЧЧИМ энергосистемы на 25% необходимо увеличить выработку ТЭС. При этом в среднем ЧЧИМ ТЭС увеличится с текущих 4075 ч/год [370] до 5705–5780 ч/год. В результате сокращения числа пуска-остановок и перехода на более экономичные режимы работы снижение потребления природного газа составит не менее 8–9%, или 16–18 млн т у.т./год, что соответствует ежегодному снижению выбросов не менее, чем на 23 млн т CO<sub>2</sub>.

Потенциал прироста производства электроэнергии на тепловых станциях в результате модернизации и повышения их КПД, а также роста ЧЧИМ составляет 45–50% или 27–35% общего производства электроэнергии в стране. Дополнительное сокращение потребления природного газа в объеме не менее 20 млн т у.т./год и соответственно снижение эмиссии CO<sub>2</sub> будет обеспечено в результате вовлечения ранее не в полной мере реализованного потенциала перехода от раздельного к комбинированному производству тепловой и электрической энергии путем надстройки существующих источников тепла когенерационными установками в объеме круглогодичной тепловой нагрузки горячего водоснабжения. При этом распределенная когенерация будет обладать важным системным свойством – возможностью обеспечивать пиковый спрос на электроэнергию в результате работы по графику электрических, а не тепловых нагрузок.

На основе исследования можно сделать следующие выводы.

Структурная устойчивость российской экономики в значительно большей степени по сравнению с экономиками других стран зависит от издержек энергоснабжения. Поэтому задача выбора наименее затратных путей, обеспечивающих выполнение обязательств по достижению климатической нейтральности, для Российской Федерации наиболее актуальна.

Для достижения климатической нейтральности России следует также, как и в плане ГОЭЛРО подходить к решению сложных проблем на основе системного подхода.

Пренебрежение использованием нереализованного потенциала повышения эффективности производственной деятельности всех участников технологического процесса «производство – потребление энергетических ресурсов», а именно – повышения эффективности в результате комплексного подхода, устраняющего фрагментарное развитие отдельных подсистем энергетики; целевой установки на качественные, а не количественные показатели развития; трансформации приоритетов в сторону дополнения традиционной энергетики распределенной; снижения издержек в результате комбинированного производства тепла и электроэнергии путем применения современных технологий когенерации; модернизации механизмов управления спросом, предполагающей расширение возможностей и функций потребителя энергии – приведет к необходимости реализации проектов абсорбции углекислого газа в промышленности и энергетике, а в перспективе и к проектам его прямого захвата (Direct Air Carbon Capture and Storage). Результатом станет усиление негативного антропогенного воздействия, рост потребности в добыче природных ископаемых и в дополнительном производстве электроэнергии. Поэтому перед реализацией проектов по секвестрации парниковых газов необходимо реализовать значительно менее капиталоемкие решения, основанные на механизмах управления спросом путем непрерывного формирования цены в различных точках энергосистемы; регулирования дисбалансов спроса и предложения электроэнергии путем изменения графика потребления и создания в составе электротехнических комплексов потребителей маневренных источников распределенной энергетики; обеспечения баланса реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики; работы распределенной когенерации по графику электрических, а не тепловых нагрузок; координации управления развитием систем жизнеобеспечения. В исследовании разработана концептуальная схема функционирования этих механизмов, позволяющая перейти к сбалансированному развитию тетрады и тем самым повысить структурную устойчивость энергосистемы путем повышения эффективности использования существующих мощностей энергосистемы, а по мере роста доли солнечных и ветровых электростанций – согласовывать потребление с профилем производства электроэнергии ВИЭ. В результате интеграция ВИЭ в энергосистему будет происходить с минимальными издержками.

В работе разработаны возможные сценарии спроса на электроэнергию в 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 ч/год в Европейской части и до 5800 ч/год в Зауралье позволит обеспечить надежное энергоснабжение при установленной мощности энергосистемы менее 250 ГВт.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### I. Нормативно-правовые и законодательные документы

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Утверждена распоряжением Правительства № 1209-р от 09.06.2017.
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. ГОСТ Р 51387-99 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.
4. ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.
5. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия и определения.
6. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. Утверждена Указом Президента РФ от 13 мая 2019 г. № 216.
7. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России. ОАО СО «ЕЭС» от 14.11.2014. 13 с.
8. 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.
9. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями и дополнениями).
10. Правила установления и определения нормативов коммунальных услуг. ПП РФ от 23.05.2006 № 306 (с изменениями от 28.03.2012).
11. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ» т. 1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» от 07.09.12.
12. Сборник 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.
13. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35 «Об электроэнергетике».
14. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Утверждена РП РФ 09.06.20. № 1523-р.

### II. Учебные пособия

15. Введение в экономическую и социальную географию: Учеб.-метод. пособие для геогр. фак. ун-тов / Г.И. Гладкевич; Смолен. гуманит. ун-т. Смоленск: Траст-Имаком, 1994. 93 с.
16. Виленский 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.
17. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: учебник. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во Дело АНХ, 2008. 416 с.
18. Готман В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы в электроэнергетических системах: учеб. пособие. Томск: Изд-во Томск. политех. ун-та, 2011. 240 с.
19. Лапытин Ю.Н. Теория организаций: учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: ИНФРА-М, 2017. 324 с.
20. Прокофьева Ж.В., Орлов А.И. Менеджмент. М.: Знание, 2000. 280 с.
21. Рыбалко В.В. Надежность систем теплоснабжения промышленных предприятий. Курс лекций: Учебное пособие. Часть 1, 2. СПб.: СПбГТУ РП, 1998. 141с.
22. Рыбалко В.В. Надежность и диагностика турбинных установок: Учебное пособие. СПб.: СПбГМТУ, 2008. 207 с.
23. Сергеев И.В. Экономика предприятия: Учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Финансы и статистика, 2000. 304 с.

24. Трубецков Д.И., Рожнев А.Г. Линейные колебания и волны. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001. 416 с.
25. Турчин П.В. Лекции по популяционной динамике. М.: МФТИ, 2009. С. 134.

### III. Монографии и статьи

26. Абалкин Л.И. Сущность, структура и актуальные проблемы совершенствования хозяйственного механизма // Экономические науки. 1978. № 8. С. 33–44.
27. Абдокова Л.З. Синергический эффект как результат эффективного управления // Фундаментальные исследования. 2016. № 10. Ч. 3. С. 581–584.
28. Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Поляков В.Е. Динамическая устойчивость работы установок электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 9. С. 104–106.
29. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Шклярский А.Я. Активная компенсация провалов и искажений напряжения в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий // Промышленная энергетика. № 4. 2012. С. 23–25.
30. Абедин А. Совместное производство теплоты и электроэнергии // АВОК. 2005. № 1. С. 54–58.
31. Аверьянов В.К., Юферев Ю.В., Мележик А.А., Горшков А.С. Теплоснабжение городов в контексте развития активных потребителей интеллектуальных энергетических систем // Academia. Архитектура и строительство. 2018. № 1. С. 78–87.
32. Аганбегян А.Г., Гранберг А.Г. Экономико-математический анализ межотраслевого баланса СССР. М.: Мысль, 1968. 357 с.
33. Агеев А.И. Управление цифровым будущим // Мир новой экономики. 2018. № 3. С. 6–23.
34. Агеев А.И., Курдюмов С.П., Малинецкий Г.Г. Проектирование будущего, кризис и идеи [Электронный ресурс] // Сайт портала чл.-корр. РАН, проф. С.П. Курдюмова. URL: <http://spkurdyumov.narod.ru/agkurmal.html>
35. 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. М.: Наука, 2003. С. 107–117.
36. Анчишкин А.И. Наука – техника – экономика. М.: Экономика, 1986. 384 с.
37. Ахромеева Т.С., Малинецкий Г.Г., Посашков С.А. Кризис инновационных сред в России // Междисциплинарные проблемы среднего подхода к инновационному развитию / под ред. В.Е. Лепского М.: «Когнито–Центр», 2011. С. 23 – 33.
38. Батищева Е.А., Мозговой В.А. Эффективное функционирование предпринимательских структур на основе инновационных механизмов развития // Экономический вестник Ростовского государственного университета. 2007. Т. 5. № 2. С. 30–32.
39. Багриновский К.А., Бендииков М.А., Хрусталева Е.Ю. Механизмы технологического развития экономики России: Макро- и мезоэкономические аспекты. М.: Наука, 2003. 376 с.
40. Багриновский К.А., Бендииков М.А., Хрусталева Е.Ю. Современные методы управления технологическим развитием. М.: Российская политехническая энциклопедия (РОСПЭН), 2001. 271 с.
41. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Масленников В.М., Шехтер Ю.Л., Ротин А.Г. Применение ПГУ на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2008. № 12. С. 39–43.
42. Башмаков И.А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // Новости теплоснабжения. 2008. № 2. С. 6–10.
43. Башмаков И.А. Российский ресурс энергоэффективности: масштабы, затраты и выгоды // Вопросы экономики. 2009. № 2. С. 71–89.
44. Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности в российских зданиях: прогноз до 2050 года // Вопросы экономики. 2016. № 3. С. 75–98
45. 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.
46. 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.

47. 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.
48. Белоусова Н.И., Васильева Е.М., Лившиц В.Н. Реформирование естественных монополий в России: теоретический аспект // ЭКО. 2001. № 4. С. 85–100.
49. Беляев Л.С. Марченко О.В., Подковальников С. В. Электроэнергетика России: последствия перехода к конкурентному рынку // Энергия: экономика, техника, экология. 2002. № 6. С. 2–9.
50. 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.
51. Бир С. Мозг фирмы / пер. с англ. М.М. Лопухина. М.: Радио и связь, 1993. 413 с.
52. Богачкова Л.Ю. Совершенствование управления отраслями российской энергетики: теоретические предпосылки, практика, моделирование. Волгоград: Волгоградское научное изд-во, 2007. 421 с.
53. 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.
54. Богданов А.А. Тектология: всеобщая организационная наука / В 2-х кн.: Редкол. Л.И. Абалкин (отв. ред.) и др. М.: Экономика, 1989. Т. 1. 304 с. Т. 2. 352 с.
55. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // Новости теплоснабжения. 2007. № 4. С. 28–33.
56. 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-во НИУ МЭИ. 2012. С. 19–22.
57. Большой энциклопедический словарь: [В 2 т.] / гл. ред. А. М. Прохоров. М.: Сов. энцикл., 1991.
58. Брагинский О.Б., Татевосян Г.М., Седова С. В. Совершенствование государственных программ развития // Экономика и математические методы. 2017. Т. 53. № 4. С. 3–12.
59. Браславский А.Л., Лившиц В.Н. Реформы на федеральном железнодорожном транспорте России // Транспорт. Наука, техника, управление. 2003. № 4. С. 2–11.
60. Бухгольц Б.М. Инновационная техника для интеллектуальных электрических сетей «умных сетей» // Электрика. 2010. № 11. С. 9–15.
61. Бушуев В.В. Энергетический потенциал и устойчивое развитие. М.: ИАЦ «Энергия», 2006. С. 320.
62. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика. 2012. № 5. С. 3–15.
63. Бушуев В.В. Электроэнергетика в энергетической стратегии // Электричество. 2014. № 8. С. 4–8.
64. 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.
65. 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.
66. Васильев Г.П. Что может нам помешать сделать Москву энергоэффективной? // Теплоэнергетика. 2011. № 8. С. 58–66.
67. Вахнина В.В., Кузнецов В.Н., Шаповалов В.А. Влияние геоиндуцированных токов на тепловой режим силовых трансформаторов // Электротехника. 2016. № 1. С. 56–64. Велихов Е.П. Энергетика в экономике мира XXI века // Труды Московского физико-технического института. 2011. Т. 3. № 4. С. 6–15.
69. Велихов Е.П., Гагаринский А.Ю., Субботин С.А., Цибульский В.Ф. Эволюция энергетики в XXI веке // Энергия: экономика, техника, экология. 2009. № 11. С. 2–13.
70. Вершинин Д.В. К вопросу взаимосвязи потребления и сбережения электроэнергии в региональных прогнозах // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 5. С. 20–27.
71. Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов Российской Федерации / под ред. А. И. Татаркина. Екатеринбург: Изд-во Уральского ун-та, 1998. 288 с.

72. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Семенов К.А., Чудинова Л.Ю. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики // Проблемы прогнозирования. 2012. № 4. С. 53–63.
73. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики. 2011. № 2. С. 50–57.
74. 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.
75. Волкова И.О., Кобец Б.Б., О कोरोков В.Р. Смарт ГИРД как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 24–30.
76. Волкова И.О., Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции развития умных ГРИД. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
77. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Оптимальные тарифы на электроэнергию инструмент энергосбережения. М.: Энергоатомиздат, 1991. 157 с.
78. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Конкуренция и регулирование в управлении электроэнергетикой // Проблемы прогнозирования. 2007. № 4. С. 54–73.
79. Волконский В.А., Кузовкин А.И. О регулировании цен на энергоресурсы // Проблемы прогнозирования. 2014. № 2. С. 18–32.
80. Воропай Н.И. Смарт грид: Мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. 2010. № 2. С. 11–18.
81. 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.
82. Воропай Н.И., Стенников В.А. Инновационные технологии и направления развития систем энергоснабжения мегаполисов // Материалы VIII в Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017». Самара: Самар. ГТУ, 2017. С. 49–52.
83. Воропай Н.И., Криворучский Л.Д., Руденко Ю.Н. Основные методические принципы исследования и обеспечения живучести систем энергетики. Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1990. С. 9–17.
84. Врангель Н. Воспоминание от крепостного права до большевиков. М.: Новое литературное обозрение, 2003. 122 с.
85. Гагарин В.Г. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах: сб. докл. 6-й конф. РНТОС, 2001.
86. Гальперова Е.В. Энергопотребление населения и сферы услуг России на фоне мировых тенденций // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3. С. 93–99.
87. Гашо Е.Г. Особенности эволюции городов, промузлов, территориальных систем жизнеобеспечения. М.: Технетика, 2006. 150 с.
88. 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 с.
89. Гашо Е.Г. Проблемы реального энергосбережения: опыт региональных проектов и целевых программ. М.: НИУ МЭИ, 2011. 137 с.
90. Григорьев Л.М., Крюков В.А. Мировая энергетика на перекрестке дорог: какой путь выбрать России // Вопросы экономики. 2009. № 12. С. 22–37.
91. Гасанов М.А., Гасанов Э.А. Структурная конвергенция в экономике России и ее ограничения // Вестник Томского государственного университета. Экономика. 2014. № 1. С. 5–16.
92. Гвоздецкий В.Л. Становление и развитие энергетики Москвы (80-е годы XX в. – 1917 г.) // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 4. С. 136–142.
93. Гвоздецкий В.Л. План ГОЭЛРО. Мифы и реальность // Наука и жизнь. 2001. № 5. С. 102–109.
94. Генкин А.С., Михеев А.А. Блокчейн в интернете вещей // Страховое дело. 2017. № 10. С. 3–11.
95. 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.

96. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. 239 с.
97. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Уроки реформы в электроэнергетике: иллюзии, просчеты, перспективы // Вопросы экономики. 2013. № 12. С. 109–122.
98. Гнатюк В.И. Закон оптимального построения техноценозов. М.: Изд-во ТГУ – Центр системных исследований, 2005. 384 с.
99. Готман В.И. Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении // Электричество. 2009. № 12. С. 13–18.
100. Гранберг А.Г., Аганбегян А.Г., Багриновский К.А. Система моделей народнохозяйственного планирования. М.: Мысль, 1972. 351 с.
101. Грачев И.Д. Статистическая модель автопрогресса экономических систем. М.: Наука, 2010. 181 с.
102. 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.
103. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Создание углехимических комплексов – путь улучшения теплоснабжения населения // Уголь. 2009. № 10. С. 58–64.
104. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О различных подходах к регулированию потребления энергии // Вестник МЭИ. 2010. № 1. С. 122–126.
105. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010. № 4. С. 45–48.
106. 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.
107. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Управление инновационным развитием экономики России. Новый подход // Вестник РАН. 2011. Т. 81. № 5. С. 419–429.
108. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Он необходимости трансформации механизмов регулирования деятельности предприятий жизнеобеспечения в Российской Федерации // Микроэкономика. 2012. № 5. С. 6–12.
109. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О переходе к устойчивому развитию угольной энергетики на основе инновационных ресурсосберегающих технологий // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 12. С. 25–36.
110. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О структуре цены электроэнергии у конечного потребителя // Микроэкономика. 2012. № 10. С. 37–41.
111. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Альтернативное направление развития энергетики российской Федерации // Промышленная энергетика. 2012. № 6. С. 2–6.
112. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации // Промышленная энергетика. 2012. № 12. С. 2–8.
113. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Стратегический аспект энергетической безопасности России // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 41. С. 2–9.
114. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Влияние маржинального ценообразования в электроэнергетике на экономику // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2013. № 4. С. 2–6.
115. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Приоритеты развития энергетики в условиях построения неоиндустриального общества в России. М.: Изд-во Гос. Думы, 2013. 112 с.
116. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Некоторые следствия закономерностей потребления электроэнергии // Энергетическая политика. 2013. № 4. С. 3–15.
117. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Инновационно восприимчивая среда – основа перехода угольной отрасли к устойчивому развитию // Уголь. 2013. № 1. С. 30–34.
118. Грачев 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.
119. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Возможности участия потребителей в повышении эффективности электроэнергетики // Промышленная энергетика. 2016. № 4. С. 2–8.
120. Грачев И.Д., Некрасов С.А. Переход от удовлетворения спроса на электроэнергию к его формированию как механизм снижения стоимости электроэнергии и издержек интеграции

- возобновляемых источников в энергосистему // Вестник ЦЭМИ РАН. 2019. № 4. URL: <https://cemi.jes.su/s265838870000171-1-1/>
121. Григорьев Л.М., Крюков В.А. Мировая энергетика на перекрестке дорог: какой путь выбрать России // Вопросы экономики. 2009. № 12. С. 22–37.
  122. Гринин Л.Е., Гринин А.Л. Технологии XXI века. Надежды и опасения. От рубил до нанороботов. Мир на пути к эпохе самоуправляемых систем. М.: Моск. ред. изд-ва «Учитель», 2015. 278 с.
  123. Губанов С.С. Неоиндустриальная парадигма развития: основы и значение // Новая индустриализация России: стратегические приоритеты страны и возможности Урала. Екатеринбург: Уральский гос. эконом. ун-т, 2018. С. 27–61.
  124. Губанов С.С. Неоиндустриализация плюс вертикальная интеграция (о формуле развития России) // Экономист. 2008. № 9. С. 3–27.
  125. Гуревич П. Основные вопросы электрической политики в послевоенную эпоху в России // Электричество. 1917. № 1.
  126. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 6. URL: <http://news.elteh.ru/arh/2008/54/10.php>
  127. Гуртовцев А.Л. Об опыте Украины по выравниванию графика электрической нагрузки энергосистем // Электрические станции. 2007. № 10. С. 51–55.
  128. 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.: ОИВТ РАН. 2016. С. 129–135.
  129. Джангиров В.А., Неуймин В.В. О противоречивости требований по оценке установленной мощности энергоблоков ПГУ // Надежность и безопасность энергетики. 2011. № 4. С. 14–18.
  130. Доброхотов В.И., Зейгарник Ю.А. Теплофикация: проблемы и возможности реализации в современных условиях // Теплоэнергетика. 2007. № 1. С. 9–10.
  131. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения. 2002. № 5.
  132. Дунаевский Н.И. Техничко-экономические основы теплофикации. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1952. 256 с.
  133. Дьяков А.Ф. Сохранение Единой электроэнергетической системы России в условиях приватизации. М.: НИУ МЭИ, 2002. 25 с.
  134. Егоров М.Б. Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // ЭнергоРынок. 2011. № 12. С. 17–18.
  135. Егорова Г.А. Элементный статус населения республики Саха (Якутия): эколого-физиологические аспекты: Монография. М.: Росмэн. ИПК ГОУ ОГУ, 2006. 279 с.
  136. 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.
  137. Железко Ю.С. Потери электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.
  138. Железко Ю.С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38–20 кВ по обобщенным параметрам схем // Электрические станции. 2006. № 1. С. 31–37.
  139. Жук А.З., Бузоверов Е.А., Шейндлин А.Е. Распределенные системы накопления электроэнергии на основе парков электромобилей // Теплоэнергетика. 2015. № 1. С. 3–8.
  140. Зайченко В.М., Цой А.Д., Штеренберг В.Я. Распределенное производство энергии. М.: БуКос, 2008. 207 с.
  141. Занковский С.С. Энергетическая безопасность России: правовые вопросы // Энергетическое право. 2006. № 2. С. 64.
  142. Згуровець О.В., Костенко Г.П. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии // Проблемы энергетики загальної. 2007. № 16. С. 75–80.
  143. Зотов В.В., Пресняков В. Ф., Розенталь В.О. Институциональные проблемы реализации системных функций экономики // Экономическая наука современной России. 2001. № 3. С. 51–69.

144. Егоров М.Б. Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // ЭнергоРынок. 2011. № 12. С. 17–18.
145. Иванов С.Н., Логинов Е.Л., Михайлов С.А. Энергосбережение: проблемы достижения энергоэффективности: монография. М.: НИЭБ, 2009. 326 с.
146. Иванов Т.В., Иванов С.Н., Логинов Е.Л., Наумов Э.Б. Интеллектуальная электроэнергетика: стратегический тренд международной конкурентоспособности России в XXI веке. М.: Спутник, 2012. 303 с.
147. Имамудинов И. Жесткое правоприменение законов физики // Эксперт. 2011. № 32. С. 49–52.
148. Ионин А.А., Хлыбов Б.М., Братенков В.Н., Терлецкая Е.Н. Теплоснабжение / под ред. А.А. Ионина. М.: Стройиздат, 1982. 336 с.
149. Каганович Б.М., Филиппов С.П. Теоретические основы анализа эффективности комбинированных технологий // Известия РАН серия Энергетика. 2008. № 6. С. 116–126.
150. Карпович А.И. Моделирование экономической устойчивости систем энергетики. Новосибирск: НГТУ, 2006. 258 с.
151. Касьяненко Т.Г. Системный взгляд на синергию: определение, топология и источники синергического эффекта // Российское предпринимательство. 2017. Т. 18. № 24. С. 4035–4050.
152. Кирдина-Чэндлер С.Г. Институциональные матрицы: макросоциологическая объяснительная гипотеза // Социологические исследования. 2001. № 2. С. 13–23.
153. Кириллин В.А. Энергетика. Главные проблемы. М.: Знание, 1990. С. 128.
154. Киушкина В.Р., Антоненков Д.В. Ранговый анализ распределенных потребителей Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика. 2013. № 6. С. 12–15.
155. Клейнер Г.Б. Российская экономика: системный подход // Мезоэкономика развития. М.: Наука, 2011. 805 с.
156. Клейнер Г.Б. Системная экономика и системно-ориентированное моделирование // Экономика и математические методы. 2013. Т. 49. № 4. С. 71–93.
157. Клейнер Г.Б. Устойчивость российской экономики в зеркале системной экономической теории (Часть 1) // Вопросы экономики. 2015. № 12. С. 107–123; Клейнер Г.Б. Устойчивость российской экономики в зеркале системной экономической теории (Часть 2) // Вопросы экономики. 2016. № 1. С. 117–138.
158. Клисторин В.И. Россия в 1913 г. // ЭКО. 2013. № 12. С. 5–21.
159. Кризис 2010-х годов и Новая энергетическая цивилизация / под ред. В.В. Бушуева, М.Н. Муханова. М.: ИД «Энергия», 2013. 272 с.
160. Кожуховский И.С. Произошел серьезный качественный скачок // Общероссийская газета Энергетика. 2012. № 12.
161. Кожуховский И.С. Ключевые результаты реформы электроэнергетики и новые вызовы // Региональная энергетика и энергосбережение. 14.06.18. [Электронный ресурс]. Сайт журнала Региональная энергетика и энергосбережение. URL: <https://energy.s-kon.ru/i-s-kojuchovskii-klyuchevie-rezultati-reformi-elektroenergetiki-i-novie-vizovi/>
162. 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.
163. Кондратьев В. Решоринг как форма реиндустриализации // Мировая экономика и международные отношения. 2017. Т. 61. № 9. С. 54–65.
164. Кондратьева М.Н. Организация и управление жилищно-коммунальным хозяйством. Ульяновск: УлГТУ, 2009. 160 с.
165. Кравцов А.А. Развитие исследований инновационных процессов на основе патентной статистики // Журнал НЭА. 2017. № 3 (35). С. 144–167.
166. Кржижановский Г.М. Сочинения. Т. 1. Электроэнергетика. АН СССР Энергетический институт. М.-Л.: Энергоиздат, 1933. 628 с.
167. 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.
168. Кудрин Б.И. Техногенная самоорганизация. Для технариев электрики и философов: материалы к конференциям 2004 г. Вып. 25. «Ценологические иссл.». М.: Центр системных исследований, 2004. 248 с.

169. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. 2-е изд., испр. М.: Интермет Инжиниринг, 2005. 672 с.
170. Кудрин Б.И. О государственном плане рыночной электрификации России // Открытый семинар ИПП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИПП РАН, 2005. 204 с.
171. Кудрин, Б.И. Классика технических ценозов. / Б.И. Кудрин. Общая и прикладная ценология. Вып. 31. «Ценологические исследования». Томск: Томск. гос. ун-т – Центр системных исследований, 2006. – 220 с.
172. Кудрин Б.И. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 гг. // Электрика. 2010. № 8. С. 3–15.
173. Кудрявый В.В. Кто отменил принцип Чихгисхана? // Энергополис. 2012. № 9. С. 30–33.
174. Кудрявый В.В. Экспертное заключение (энергетическое хозяйство Москвы и Подмосковья) // Мировая энергетика. 2008. № 9 (57). С. 42–43.
175. Кудрявый В.В. Системное разрушение системы. 2015. 111 с. [Электронный ресурс] // Сайт «Эксергия – Богданов». URL: <http://www.exergy.narod.ru/kudryavyi.pdf>
176. Кузык Б.Н., Яковец Ю.В. Глобальная энергоэкологическая революция XXI века. М.: Ин-т экономических стратегий, 2007. 200 с.
177. Кузьминов А.Н. Ценологический инструментарий управления региональной рыночной средой предприятий малого бизнеса. Ростов-на-Дону: Изд-во СКНЦ БШ, 2007. 124 с.
178. Кутовой Г.П. О торговых отношениях в электроэнергетике и предложениях к ценовой политике // Открытый семинар УРАН ИПП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИПП, 2014. 63 с.
179. Кутовой Г.П. Нужна новая парадигма экономических отношений в электроэнергетике // Академия энергетики. 2016. № 3. С. 4–9.
180. Кутовой Г. П., Алексеенок Е. 80 лет: формула успеха // «Региональная энергетика и энергосбережение». 2017. № 5–6. С. 22–26.
181. Лавровский И.К. Демократия и рынок. М: Контакто, 2010. 210 с.
182. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. М.: «Высш. Школа», 1975. 488 с.
183. Лапир М.А., Батенин В.М., Масленников В.М., Цой А.Д. Экологически чистые энергогенерирующие комплексы на базе газотурбинных надстроек водогрейных котлов РТС // Новости теплоснабжения. 2002. № 1. С. 41–46.
184. Лахно Ю.В. Российская угольная отрасль: угрозы и возможности развития // Проблемы прогнозирования. 2015. № 5. С. 88–97.
185. Лебедев В.М. Ядерный топливный цикл: Технологии, безопасность, экономика. М.: Энергоатомиздат, 2005. 316 с.
186. Леонтьев В.В. Межотраслевая экономика. М.: Экономика, 1997. 479 с.
187. 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.
188. 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.
189. Лесниченко А.Ю. Метод среднесрочного прогнозирования электропотребления предприятий и организаций региона // Электрика. 2010. № 8. С. 15–19.
190. 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.
191. Лесниченко А.Ю., Кудрин Б.И. Ценологические исследования распределительных сетей центральной части России // Промышленная энергетика. 2011. № 2. С. 25–30.
192. Лещенко Я.А. Проблемы социально-демографического развития Сибири // Проблемы прогнозирования. 2010. № 6. С. 93–121.
193. Лившиц В.Н. Какое государство нужно нашей экономике и какая экономика нужна нашему государству. М.: ИПП РАН, 2007. 77 с.
194. Лившиц В.Н. Системный анализ рыночного реформирования нестационарной экономики России, 1992–2013. М.: Ленанд, 2013. 640 с.

195. Липатов Ю.А. Законодательное и нормативно-правовое обеспечение в теплоснабжении // Новости теплоснабжения. 2008. № 11. С. 4–6.
196. Литвак В.В., Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.А., Мельников В.А., Погонин А.В., Харлов Н.Н. Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ «МРСК Сибири» // Электрика. 2010. № 11. С. 3–9.
197. Лихолат А. В., Кульчицкий С.В. Подвиг днепростроевцев // Вопросы истории. 1973. № 6. С. 116–131.
198. Лозенко В.К., Агеев М.К. Развитие организационных механизмов – ключевой фактор инновационного прогресса в управлении энергоэффективностью // Контроллинг. 2012. № 1. С. 56–61.
199. Локтионов М.В. А.А. Богданов как основоположник общей теории систем // Философия науки и техники. 2016. Т. 21. № 2. С. 80–96.
200. Лукашов Г.А. Оценка электроэнергетической самообеспеченности территорий России // Научные труды ИНП РАН / гл. ред. Г.А. Коровкин. М.: МАКС Пресс, 2011. 584 с.
201. 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.
202. 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.
203. Макаров А.А. Электроэнергетика России в период до 2030 года: Контуры желаемого будущего. М.: ИНЭИ РАН, 2007. 192 с.
204. Макаров А.А. Научно-технологические прогнозы и проблемы развития энергетики России до 2030 года // Вестник РАН. 2009. Т. 79. № 3. С. 206–216.
205. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т. В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 1. С. 40–52.
206. 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.
207. Макаров В.Л. Экономика знаний: уроки для России // Вестник РАН. 2003. Т. 73. № 5. С. 450–466.
208. Макаров В.Л., Клейнер Г.Б. Микроэкономика знаний. М.: Экономика, 2017. 300 с.
209. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 157 с.
210. Кудрин Б.И. О концепции целостности России и электрификации. Выступление на заседании интеллектуального клуба «Стратегическая матрица» 22.05.2007 [Электронный ресурс] // Сайт портала проф. Б.И. Кудрина. URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10740>
211. Медведева М.Л., Кузьмин С. В., Кузьмин И.С., Шманев В.Д. Анализ и прогноз аварийности распределительных сетей и электроприемников 6–10 кВ в горной отрасли // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. № 2. С. 120–125.
212. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. 319 с.
213. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. 278 с.
214. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий. М.: Наука, 1993. 364 с.
215. Мечев В.В. Экологически чистые технологии переработки бытовых отходов в печи Ванюкова // Цветные металлы. 1992. № 12. С. 9–14.
216. Народное хозяйство СССР за 70 лет: Юбилейный стат. ежегодник / Госкомстат СССР. М.: Финансы и статистика, 1987. 766 с.
217. Надежность систем газо- и нефтеснабжения: Справочник. Кн. 1 / под ред. М.Г. Сухарева. М.: Недра, 1994. 414 с.
218. Надежность систем энергетики. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. 2-е изд., перераб. и доп. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 328 с.
219. Назарбаев Н.А. Глобальная энергоэкологическая стратегия устойчивого развития в XXI веке. М.: Экономика, 2011. 368 с.
220. Накоряков В.Е. Энергетический кризис // Наука в Сибири. № 37 (2523). 23.09.05.
221. Народное хозяйство СССР в 1963 г. Статистический ежегодник. М.: Статистика, 1965.

222. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Воронина С.А., Семикашев В.В. Современное состояние и перспективы развития теплоснабжения в России // Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2012. 68 с.
223. 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.
224. Некрасов С.А. Концепция формирования энергоснабжения территории Российской Федерации для обеспечения возможности модернизации экономики. Часть 1 // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2013. № 25. С. 20–33; Некрасов С.А. Концепция формирования энергоснабжения территории Российской Федерации для обеспечения возможности модернизации экономики. Часть 2 // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2013. № 26. С. 27–43.
225. Некрасов С.А. Некоторые проблемы электрификации: девяносто лет спустя. Часть 1 // Новое в российской электроэнергетике. 2012. № 11. С. 5–15; Некрасов С.А. Некоторые проблемы электрификации: девяносто лет спустя. Часть 2 // Новое в российской электроэнергетике. 2012. № 12. С. 5–13.
226. Некрасов С.А. Перспективы роста потребления электроэнергии в России на основе международного сравнительного анализа // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2011. № 44. С. 37–51.
227. Некрасов С.А. О независимости эффективности использования энергетического оборудования от структуры источников энергии // Промышленная энергетика. 2012. № 4. С. 2–6.
228. Некрасов С.А. Об увеличении электрических мощностей существующих теплоэлектроцентралей // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 7. С. 33–41.
229. 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; Некрасов С.А. О необходимости построения энергоэффективной среды на основе комплексного подхода к энергоснабжению Часть II // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 40. С. 25–36.
230. Некрасов С.А. Взаимосвязь эффективности использования мощностей электроэнергетики и нового строительства электростанций // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 4. С. 19–45.
231. Некрасов С.А. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики // Промышленная энергетика. 2013. № 4. С. 48–53.
232. Некрасов С.А. Экономическое развитие сквозь призму патентной активности // Проблемы прогнозирования. 2019. № 2. С. 113–120.
233. Некрасов С.А., Грачев И.Д. Опора на национальную инновационную систему как необходимое условие реализации национальных проектов // Вестник РАН. 2020. Т. 90. № 8. С. 714–725.
234. 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.
235. Некрасов С.А., Зейгарник Ю.А., Шевченко И.С. Альтернативный подход к проблеме энергоснабжения малых поселений // Промышленная энергетика. 2012. № 7. С. 2–6.
236. 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.
237. Некрасов С.А., Цырук С.А., Жармагамбетова М.С. О системном подходе к проблеме развития аккумулирования энергии // Промышленная энергетика. 2013. № 3. С. 2–6.
238. Некрасов С.А., Грачев И.Д. Возобновляемая энергетика: перспективы корректировки развития энергоснабжения в России // Проблемы прогнозирования. 2020. № 1. С. 99–109.
239. Некрасов С.А., Шевченко И.С. Альтернативный подход к определению необходимого производства электроэнергии в Российской Федерации // Энергетика Татарстана. 2011. № 1. С. 50–56.
240. Некрасов С.А. Направления трансформации энергоснабжения в условиях развития возобновляемой энергетики // Первая Международная научно-техническую конференция «Минские научные чтения» на тему «Технологические тренды и перспективные точки роста научно-

- технологического комплекса Союзного государства России и Беларуси». 13–14.12.18. Минск: БГТУ, 2018. С. 69–84.
241. Немчинов В.С. Статистические и экономические вопросы построения баланса народного хозяйства // Ученые записки по статистике. Т. 3. М.: Изд-во АН СССР, 1957.
  242. Непорожний П.С. Энергетика страны глазами министра. Дневники 1935–1985 г. М.: Энергоатомиздат, 2000. 782 с.
  243. 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 с.
  244. Нигматулин Б.И. Сравнение цены электроэнергии для промышленных потребителей в России и других странах // Инновации. 2013. № 2. С. 2–7.
  245. Нижегородцев Р.М., Ратнер С.В. Тенденции развития промышленно освоенных технологий возобновляемой энергетики: проблема ресурсных ограничений // Теплоэнергетика. 2016. № 3. С. 43–53.
  246. Николаева Е.Е., Бабаев Б.Д. К вопросу о хозяйственном механизме как диалектическом взаимодействии стадий общественного воспроизводства: политико-экономический аспект // Материалы в 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.
  247. Новая энергетическая политика России / под общ. ред. Ю. Шафраника. М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.
  248. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределенной генерации. М.: Моск. школа управления Сколково, 2012. 38 с.
  249. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2015. С. 448.
  250. О कोरोков В.Р., Волкова И.О., О कोरोков Р.В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность // Академия энергетики. 2010. № 3. С. 74–82.
  251. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / пер. В. Кочин. М.: Мир, 1984. 367 с.
  252. Оптимизация территориальных пропорций народного хозяйства. М.: Экономика, 1973. 248 с.
  253. 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. 152 с.
  254. Орлов А.И. Современные математические инструменты контроллинга // Инновации в менеджменте. 2016. № 1 (7). С. 54–59.
  255. 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.
  256. 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, 11–13 мая.
  257. Паули В.К. Реактивная мощность – состояние, проблемы, задачи // Новое в российской энергетике. 2006. № 1. С. 25–34.
  258. Перова М.Б. Экономические проблемы и перспективы качественного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей в России // Открытый семинар ИНП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 2007. 142 с.
  259. Пивоваров Ю.Л. Мировая урбанизация и Россия на пороге XXI века // Общественные науки и современность. 1996. № 3. С. 12–22.
  260. Полтерович В.М. Институциональные ловушки и экономические реформы // Экономика и математические методы. 1999. Т. 35. № 2. С. 3–20.
  261. Попель О.С., Тарасенко А.Б. Сравнительный анализ длительного аккумулирования энергии для источников резервного и аварийного питания, а также энергоустановок на возобновляемых источниках энергии // Теплоэнергетика. 2012. № 11. С. 61–68.
  262. 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.

263. Попов А.Б., Перевалова Е.К., Сверчков А.Ю. Проблема продления ресурса теплоэнергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. 2003. № 4. С. 29–36.
264. Портер М. Конкурентное преимущество: Как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость. М.: Алина Паблишер, 2008. 720 с.
265. Порфирьев, Б.Н. Экономический кризис: проблемы управления и задачи инновационного развития // Проблемы прогнозирования. 2010. № 5. С. 20–26.
266. Приоритетные пути реконструкции жилищно-коммунального хозяйства наукограда Обнинска с использованием энергоэффективных технологий / И.М. Миронов, И.В. Дайнеко, В.А. Федоров и др. Под общ. ред. В.А. Федорова и О.О. Мильмана. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. 132с.
267. Пробст А.Е. Основные проблемы географического размещения топливного хозяйства СССР. АН СССР. Энергет. ин-т им. Г.М. Кржижановского. М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1939. 404 с.
268. 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.
269. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ, 2014. 175 с.
270. Проценко В.П. Концепция перевода энергетики России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003. № 1. С. 13–17.
271. Проценко В.П. Общие вопросы энергетики и энергосбережения // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 1. С. 2–5.
272. 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.
273. Ревнков П.В., Бердюгин А.А. Кибербезопасность в условиях интернета вещей и электронного банкинга // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2016. № 11. С. 158–169.
274. Робинсон Дж. Экономическая теория несовершенной конкуренции. М.: Прогресс, 1986. 471 с.
275. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.
276. Рыбчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: СО РАН, 2011. 197 с.
277. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. 4-е изд., перераб. и доп. Минск: Новое знание, 1999. 688 с.
278. Садовский В.Н. Основания общей теории систем. М.: Наука, 1974. 276 с.
279. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. Минск: Ковчег, 2009. 511 с.
280. Сапир Ж. Энергобезопасность как всеобщее благо // Россия в глобальной политике. 2006. Т. 4. № 6. С. 66–78.
281. 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.
282. Самарин О.Д. Теплофизические и технико-экономические основы теплотехнической безопасности и энергосбережения в здании. М.: МГСУ, 2007. 158 с.
283. Семенов В.Г. Снижение объемов электроотопления и результаты // Тарифное регулирование и экспертиза. 2008. № 3. С. 82–86.
284. Симонов Н.С. Начало электроэнергетики Российской империи и СССР, как проблема техноценоза. М.: Инфра-Инженерия, 2017. 640с.
285. Синицын М.В. Иностранные инвестиции в российскую электроэнергетику // Проблемы прогнозирования. 2012. № 5. С. 141–150.
286. Сияк Ю.В. Концепция глобального экономического развития и энергетика // Открытый семинар ИПП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИПП РАН, 2008. 67 с.
287. Сияк Ю.В., Петров В.Ю. Экономические условия появления водорода, как энергоносителя на энергетическом рынке России // Открытый семинар ИПП РАН «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИПП РАН, 2009. С. 91.

288. Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2000. 558 с.
289. Совалов С.А. История создания и развития единой энергетической системы [Электронный ресурс] // Сайт АО «СО ЕЭС» – Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы». URL: <http://so-ups.ru/fileadmin/library/so85.pdf>
290. Смоляк С.А. Дисконтирование денежных потоков в задачах оценки эффективности инвестиционных проектов и стоимости имущества. М.: Наука, 2006. 324 с.
291. Сопленков К.И., Чаховский В.М., Воронин А.Л. Система аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) повысит конкурентоспособность АЭС в условиях суточного регулирования электрических нагрузок. М.: ФГУП «ЦНИИАтоминформ». Центр «Атоминновация», 2007.
292. Соловьева Т.В. Способ интерпретации результатов применения ценологических моделей экономических систем // Политехнический сетевой электронный научный журнал КГАУ. 2014. № 98. С. 988–1008.
293. Сопоставление основных показателей развития энергетики и энергетической эффективности производства в СССР, США и Западной Европе в 1971–2000 гг. Т. 2 / под ред. И.А. Башмакова и А.А. Бесчинского. М.: ИНЭИ, 1990.
294. 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.
295. Стенников В.А., Якимец Е.Е., Жарков С.В. Оптимальное планирование теплоснабжения городов // Промышленная энергетика. 2013. № 4. С. 9–15.
296. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях развития газовой теплоэнергетики РФ [Электронный ресурс] / Сайт портала по энергосбережению «Энергосовет». URL: <http://www.energosoвет.ru/stat661.html>
297. Стиглиц Дж.Е. Ревущие девяностые. Семена развала Дж.Е. Стиглиц. М.: Современная экономика и право, 2005. 424 с.
298. Суслов К.В., Конюхов В.Ю., Зимина Т.И., Шамарова Н.А. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии. Иркутск: ИГТУ, 2014. 219 с.
299. Тахтаджян А.Л. Тектология: история и проблемы // Системные исследования: Ежегодник / под ред. И.Г. Блаубер. М.: Наука, 1972. С. 200–277.
300. Тахтаджян А.Л. Слово о тектологии // Богданов А.А. Тектология: всеобщая организационная наука. В 2-х кн.: Редкол. Л.И. Абалкин (отв. ред.) и др. Т. 2. М.: Экономика, 1989. 352 с.
301. Тимашев С.Ф. О природе неравновесных степенных распределений (Законы Ципфа и Гуттенберга – Рихтера) // Журнал физической химии. 2008. Т. 82. № 3. С. 570–574.
302. Российская электроэнергетика: прогноз до 2022 года [Электронный ресурс] // Сайт Аналитическое кредитное агентство (АКРА). URL: <https://www.acra-ratings.ru/research/691>
303. Тихоненко Ю.Ф. Энергосбережение в Москве // Новости теплоснабжения. 2007. № 3. С. 45–46.
304. Тугов А.Н., Москвичев В.Ф., Рябов Г.А., Угначев В.И., Смирнов А.Н., Петров Ю.В. Опыт освоения сжигания твердых бытовых отходов на отечественных ТЭС // Теплоэнергетика. 2006. № 7. С. 55–60.
305. Урланис Б.Ц. Историческая демография Избранные труды. М.: Наука, 2007. С. 468.
306. Уринсон Я.М., Кожуховский И.С., Сорокин И.С. Реформирование российской электроэнергетики: результаты и нерешенные вопросы // Экономический журнал ВШЭ. 2020. № 3. С. 323–339.
307. Фалько С.Г. Контроллинг: современное состояние и перспективы // Российское предпринимательство. 2001. № 1. URL: <https://bgscience.ru/lib/334/>
308. Фортов В.Е., Попель О.С. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–11.
309. 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.
310. Филиппов С.П. Малая энергетика России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. С. 38–44.

311. Филиппов С.П. Развитие централизованного теплоснабжения в России // Теплоэнергетика. 2009. № 12. С. 2–14.
312. Филиппов С.П. Перспективы применения электрогенерирующих установок малой мощности // Атомная энергия. 2011. Т. 11. Вып. 5. С. 255–261.
313. Филиппов С.П., Мохина Е.В., Макарова Е.М., Григорьева Н.А., Магалимов И.В. Энергоэффективность российской экономики: современное состояние и перспективы // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 56–65.
314. 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.
315. Фурсов А.И. Интересы, а не ценности; русская Европа, а не Евразия // Россия и Запад: что разделяет? Материалы науч. семинара. Вып. 7 (16). М.: Научный эксперт, 2009. С. 98–106.
316. Фуфаев В.В. Общесоциологический метод структурно-топологического анализа самоорганизующихся систем // Общая и прикладная социология. 2007. № 3. С. 23–31.
317. Фуфаев В.В. Основы теории динамики структуры техноценозов // Математическое описание ценозов и закономерности технетики. Вып. 1. «Социологические исследования». Абакан: Центр системных исследований, 1996. С. 156–193.
318. 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.
319. Хоршев А.А., Макарова А.С., Ерохина И.В., Панкрушина Т.Г. Перспективы развития теплофикации в России // Академия энергетики. 2011. № 2. С. 32–38.
320. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Социально-экономические основы и направления развития теплофикации // Теплоэнергетика. 2005. № 2. С. 9–17.
321. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Изд-во НИУ МЭИ, 2002. 581 с.
322. Цыплев Д.Ю. Электротранспорт и его интеграция в интеллектуальные сети будущего // Транспорт на альтернативном топливе. 2013. № 1. С. 24–28.
323. Чаховский В.М. Тепловые аккумуляторы на АЭС // Атомная энергия. 1984. Т. 56. № 6. С. 389–396.
324. Чернавский С.Я. Успехи и неудачи реформирования российской энергетики // Открытый семинар УРАН ИНП «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: УРАН ИНП, 2015. 75 с.
325. Четыркин В.М. Проблемные вопросы экономического районирования. Ташкент: Фан, 1967. 123 с.
326. Чижевский А.Л. Физические факторы исторического процесса. Калуга: 1-я Гостиполитография, 1924.
327. Чубайс А.Б. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // Вопросы экономики. 2018. № 8. С. 39–56.
328. Шейндлин А.Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики. М.: ОИВТ РАН, 2003. 23 с.
329. Шейндлин А.Е. Об отечественной электроэнергетике: Вчера, сегодня и возможное завтра. М.: Наука, 2013. 248 с.
330. Шуйский В.П., Алабян С.С., Комиссаров А.В., Морозенкова О.В. Мировые рынки возобновляемых источников энергии и национальные интересы России // Проблемы прогнозирования. 2010. № 3. С. 131–143.
331. Шупер В.А. Самоорганизация городского расселения. М.: Росс. откр. ун-т, 1995. 166 с.
332. Электроэнергетика России 2030. Целевое видение / под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. 352 с.
333. Энергетическая безопасность. Термины и определения / отв. ред. чл.-корр. РАН Н.И. Воропай. М.: ИАЦ Энергия, 2005. 60 с.
334. Энергетические истоки евразийской цивилизации / В.В. Бушуев, В.В. Первухин, Д.А. Соловьев. М.: ИД «Энергия», 2018. 198 с.

#### IV. Диссертации и авторефераты диссертаций

335. Андреев Д.Е. Повышение эффективности функционирования электротехнического комплекса городских электропитающих сетей: автореферат дисс. ... канд. техн. наук. Тула: Тул. гос. ун-т, 2013. 24 с.
336. Ворожихин В.В. Проблемы и пути развития региональной энергетики России (на примере Московского региона): дисс. ... канд. экон. наук. М.: НИУ МЭИ, 2006. 234 с.
337. Гашо Е.Г. Разработка методологии совершенствования промышленных и коммунальных теплоэнергетических систем: дисс. ... докт. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2018. 449 с.
338. Грачев И.Д. Методология и экономический инструментарий моделирования и институциональной реализации экономического прогресса: дисс. ... докт. экон. наук. М.: ЦЭМИ РАН, 2010. 409 с.
339. Гребенюк Г.Г. Модели, методы и средства информационной поддержки принятия решений в системе управления жизнеобеспечением города: дисс. ... докт. техн. наук. М.: ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН, 2008. 336 с.
340. Дьяченко Р.А. Разработка теоретических положений системного анализа для технологии Smart Grid электроэнергетических комплексов: дисс. ... докт. техн. наук. Краснодар: Кубан. гос. технол. ун-т, 2014. 363 с.
341. Ильковский К.К. Инновационные механизмы развития малой энергетики энергоизолированных районов: на примере Республики Саха (Якутия): автореф. дисс. ... докт. экон. наук. М.: НИУ МЭИ, 2012. 313 с.
342. Кирдина С.Г. Институциональные матрицы и развитие России: дисс. ... докт. соц. наук. Новосибирск: ИЭ и ОПП СО РАН, 2001. 308 с.
343. Корнилов Г.П. Повышение эффективности электротехнических комплексов предприятий черной металлургии за счет регулируемых компенсирующих устройств: дисс. ... докт. техн. наук. Магнитогорск: Магнитогорский гос. техн. ун-т, 2010. 378 с.
344. Кузьминов А.Н. Управление в социально-экономических системах на основе моделирования ценозов: теория, методология, инструментарий: дисс. ... докт. экон. наук. Ростов-на-Дону: Ростов. гос. ун-т путей сообщения, 2009. 360 с.
345. Малкова Т.Б. Методология анализа функционирования корпоративных структур (на примере электроэнергетической системы региона): автореферат дисс. ... докт. экон. наук. Владимир: ВлГУ, 2012. 38 с.
346. Морозов В.В. Теория и практика системно-структурного анализа и синтеза механизмов взаимодействия в организационно-технических системах: дисс. ... докт. техн. наук. Самара: Самарский гос. техн. ун-т, 2008. 312 с.
347. Некрасов С.А. Повышение эффективности энергоснабжения ЖКХ путем перевода котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии: дисс. ... канд. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2011. 189 с.
348. Некрасов С.А. Экономические механизмы устойчивого развития угольной отрасли на основе инновационных ресурсосберегающих технологий: дисс. ... канд. экон. наук. М.: ЦЭМИ РАН, 2012. 198 с.
349. Сурков М.А. Повышение эффективности автономных ветро-дизельных электротехнических комплексов: дисс. ... канд. техн. наук. Томск: Томский политехнический ун-т, 2011. 231 с.
350. Черкасова Н.И. Основы управления техногенными рисками и эффективностью функционирования систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей: дисс. ... докт. техн. наук. Барнаул: АГТУ им. И.И. Ползунова, 2017. 402 с.
351. Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики: дисс. ... докт. экон. наук. М.: ЦЭМИ РАН, 2013. 305 с.
352. Шевлюгин М.В. Энергосберегающие технологии на железнодорожном транспорте и метрополитенах, реализуемые с использованием накопителей энергии: дисс. ... докт. техн. наук. М.: МИИТ, 2013. 345 с.

## У. Отчеты и обзоры

353. Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А. Е. Информационный банк «Черметэлектро». М.: Электрика, 1995. 400 с. [Электронный ресурс] // Сайт портала проф. Б.И. Кудрина. URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10000/index.htm>
354. Анализ применения двух и трехставочных тарифов в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Сайт Департамент тарифного регулирования Томской области. URL: <http://rec.tomsk.gov.ru/news-10413.html>
355. Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России. ИНЭИ РАН. 2013 [Электронный ресурс] // Сайт ИНЭИ РАН. URL: <https://www.eriras.ru/files/vliyanie-rosta-tsen-na-gaz-i-elektroenergiyu-na-razvitie-ekonomiki-rossii.pdf>
356. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. РП № 215-р от 22.02.2008 [Электронный ресурс] // Сайт ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (АПБЭ). URL: <http://www.e-apbe.ru/scheme/>
357. Годовые отчеты ПАО «Мосэнерго» [Электронный ресурс] // сайт ПАО «Мосэнерго». URL: <http://www.mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/>; [http://BCП.ОАО"Мосэнерго".ру/д/teхtrpage/Д4/212/godovoj-отчет-mosehnergo-2017.формат PDF](http://BCП.ОАО)
358. Губанов С.С. Компрадорский режим держится на волоске истории. Интервью Губанова С.С. «БИЗНЕС Онлайн» 24.02.15 [Электронный ресурс] // Сайт Газета «БИЗНЕС Online». URL: <http://www.business-gazeta.ru/article/126419/>
359. Доклад Рабочей Группы о повышении устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации на Государственный совет Российской Федерации. М.: Гос. Дума, 2011.
360. Зайченко В.М. Разработка новых технологий распределенной энергетики / Презентация доклада, представленного на Ученом совете ОИВТ РАН 16.12.2010 [Электронный ресурс] // Сайт ОИВТ РАН. URL: [http://www.jiht.ru/science/science\\_council/presentations/zaichenko/presentat.pdf](http://www.jiht.ru/science/science_council/presentations/zaichenko/presentat.pdf)
361. Интервью Заместителя министра энергетики России Юрия Маневича. 20.08.19 [Электронный ресурс] // Сайт Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/15582>
362. Интервью с Председателем правления НП «Совет рынка» М. Быстровым. 23.06.20 [Электронный ресурс] // Сайт газета «Энерговектор» организаций бизнес-сектора «Электроэнергетика» ПАО «ЛУКОЙЛ». URL: <https://www.energovector.com/portrait-energetiki-stali-zalojnikami-sobstvennoy-effektivnosti.html>
363. Доля автопрома в экономике Калужской области за 13 лет выросла с 1% до 35% [Электронный ресурс] // Сайт Государственное информационное агентство ТАСС. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7038823>
364. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики. Агентство прогноза балансов в электроэнергетике. Материалы Круглого стола «Перспективы развития малой распределенной и возобновляемой энергетики Российской Федерации» 24.9.2012. М.: Гос. Дума, 2012 [Электронный ресурс] // Сайт Сервис myshared.ru. URL: <http://www.myshared.ru/slide/279094/>
365. Концепция обеспечения надежности энергоснабжения Московского региона. М.: ОИВТ РАН, 2007.
366. Отчеты о функционировании Единой энергетической системы Системного оператора Единой энергетической системы ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] / сайт Системного оператора Единой энергетической системы ОАО «СО ЕЭС» – URL: <https://www.sops.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/>
367. Программа модернизации объектов энергогенерации по схеме ДПП-штрих требует тщательной разработки критериев отбора. 12.05.18. [Электронный ресурс] // Сайт Комитет Государственной Думы по энергетике. URL: <http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Novosti-Komiteta/item/15578550/>
368. 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.

369. Основные положения концепции развития интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (одобрены на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и РАН в октябре 2011 г.). М.: НТЦ Электроэнергетики, 2012. 51 с. [Электронный ресурс] // Сайт ПАО «ФСК ЕЭС». URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies\\_aas.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf)
370. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. М.: СО ЦДУ. 2019. 37 с. [Электронный ресурс] // Сайт СО ЦДУ. URL: [http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups\\_rep2018.pdf](http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf)
371. Проект правил технологического функционирования электроэнергетических систем. 2013. 182 с. [Электронный ресурс] // Сайт он-лайн издания «BigpowerNews». URL: [http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0\\_G8VNP1BwnENS2V410SaBUuuADhpQtP2a.pdf](http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_G8VNP1BwnENS2V410SaBUuuADhpQtP2a.pdf)
372. Сайт Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации. URL: <https://rosstat.gov.ru/>
373. Обзор рынка электроэнергетики Канады [Электронный ресурс] // Сайт ПАО «ЕЭС России». URL: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/gazeta/110-2003/show.cgi?ontario.htm>
374. 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. [Электронный ресурс] // Сайт ПАО «Ленэнерго». URL: <http://lenenergo.ru/standart/4006.html>
375. Редькин Ю.В. Регулирование энергетики в условиях глобализации М.– Ин-т государства и права РАН. [Электронный ресурс] // Сайт «НИУ Высшая школа экономики». URL: [www.hse.ru/data/685/777/1235/Редькин%20ИВ%20глобализа.doc](http://www.hse.ru/data/685/777/1235/Редькин%20ИВ%20глобализа.doc)
376. О состоянии техники и предварительные соображения о направлении ее развития на 1960–1975 гг. в электроэнергетике СССР. М.: ГНТК, 1960. 117 с.
377. Тарифы на электроэнергию для потребителей Пермского края [Электронный ресурс] // Сайт ПАО «Пермэнергосбыт». URL: <http://www.energos.perm.ru/populations/tariffs.aspx?ayear=2011;>  
<http://energos.perm.ru/business/Tariff.aspx?page=2>
378. Годовой отчет ОАО «Мобильные ГТЭС». 2018 г. 95 с. [Электронный ресурс] // Сайт ОАО «Мобильные ГТЭС». URL: <http://www.mobilegtes.ru/upload/iblock/0bc/0bccfe7c54e7bfa058a8e199ad10c55f.pdf>
379. Схема тепло и электроснабжения Московской области. М.: ГУП МО «НИиПИ градостроительства», 2004.
380. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы. Утверждена Приказом Минэнерго России 01.08.2014. № 495.
381. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2020 г. с выделением двух этапов 2010 и 2015 гг. М.: ОАО «Газпром Промгаз», 2010.
382. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации, Архангельск. 2009. 167 с.
383. Сайт Администратора торговой системы НП «АТС». URL: <https://www.np-sr.ru/>
384. Электрификация народного хозяйства [Электронный ресурс] // Сайт Электронный промышленный журнал Rayax.ru. URL: <http://rayax.ru/tex/slovar-ee-p-1/300/index.html>
385. Электроэффективность: ежегодный рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–1999 гг. // Электрика. 2001. № 6. С. 3–12.
386. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена РП РФ от 13.11.2009 № 1715-р.
387. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России. М.: ОАО СО «ЕЭС», 05.03.2012. 14 с.
388. Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста. Практика менеджмента: исследование McKinsey Global Institute // Российский журнал менеджмента. 2009. Т. 7. № 4. С. 109–168.
389. 6 ключевых проблем британской энергетики // Investfuture. 01.04.2014. [Электронный ресурс] // Сайт Investfuture. URL: <https://investfuture.ru/news/id/39755>
390. 100 лет централизованному теплоснабжению в России: сб. ст. / под ред. В.Г. Семенова. М.: Новости теплоснабжения, 2003. 246 с.

391. Об экономической эффективности использования электросетевого комплекса: проблема резервов мощности и развитие интеллектуальных сетей. Материалы «Круглого стола» в Совете Федерации, 26.01.2018 [Электронный ресурс] // Сайт информационно-аналитического журнала «Вести в электроэнергетике». URL: <http://vesti.energy-journals.ru/ob-yekonomicheskoy-yeffektivnosti-ispo/>

## VI. Источники на иностранных языках

392. New Electric Power Technologies: Problems and Prospects for the 1990s. OTA. 1985 p. 45. fig 3.3 p. 329 [Electronic resource] // University Libraries UNT Digital Library. URL: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc39580/m1/>
393. The Heat Supply Act, 1990 [Electronic resource] // energybrokers.co.uk. URL: <https://www.energybrokers.co.uk/news/resources/danish-heat-supply-act>
394. European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future. European Communities. 2006 [Electronic resource] // European Commission ec.europa.eu. URL: [https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf)
395. Energy Efficiency and Beyond. Toronto's Sustainable Energy Plan. 2007. 97 p. [Electronic resource] // toronto.ca. URL: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf>
396. Energy Efficiency: California's Highest-Priority Resource. August 2008. 110 p. [Electronic resource] // California Public Utilities Commission (CPUC) cpuc.ca.gov. URL: <https://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=4125>
397. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings [Electronic resource] // eur-lex.europa.eu. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:en:PDF>
398. California Public Utilities Code [Electronic resource] // California's legislative information leginfo.legislature.ca.gov. URL: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/codesTOCSelected.xhtml?tocCode=PUC&tocTitle=+Public+Utilities+Code+-+PUC>
399. Statistics the U.S. Energy Information Administration [Electronic resource] // U.S. Energy Information Administration (EIA) tonto.eia.doe.gov. URL: <http://tonto.eia.doe.gov/>
400. European Technology Platform Smart Grids – Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future, 2010. 69 p. [Electronic resource] // European Distribution System Operators (E.DSO) edsoforsmartgrids.eu. URL: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/policy/eu-steering-initiatives/smart-grids-european-technology-platform/>
401. Demand Side Integration. CIGRE Working Group C6.09, August 2011, 143 p. [Electronic resource] // The International Council on Large Electric Systems (CIGRE) e-cigre.org. URL: [https://e-cigre.org/publication/ELT\\_257\\_9-demand-side-integration](https://e-cigre.org/publication/ELT_257_9-demand-side-integration)
402. Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid / EPRI Technical report No.1022519, 2011. 162 p. [Electronic resource] // The Electric Power Research Institute epri.com. URL: <https://www.epri.com/research/products/1022519>
403. Green Light to Clean power. London's first energy strategy. February 2004
404. OECD Green Growth Studies: Energy OECD. 2011. 106 p. [Electronic resource] // The Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) oecd.org. URL: <https://www.oecd.org/green-growth/greening-energy/greengrowthandenergy.htm>
405. 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. [Electronic resource] // The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) standards.ieee.org. URL: <https://standards.ieee.org/project/2030.html>
406. Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programs 2012. International Energy Agency. (Annual Report – Stockholm, January 2013). [Electronic resource] // International Energy Agency Demand Side Management Energy Efficiency ieadsm.org. URL: <http://www.ieadsm.org>
407. Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability. U.S. Department of Energy. 2017 [Electronic resource] // U.S. Department of Energy energy.gov. URL: [https://energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability\\_0.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability_0.pdf)

408. Renewable Energy and Electricity [Electronic resource] // World Nuclear Association world-nuclear.org. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx>
409. Bloomberg New Energy Outlook 2017 [Electronic resource] // Bloomberg. URL: <https://bloom.bg/2tpkHZi>
410. World Energy Outlook (WEO-2018) [Electronic resource] // The International Energy Agency [iea.org](http://www.iea.org). URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
411. ACT leads the way in rooftop solar uptake, doubling capacity in 2018 [Electronic resource] // The Canberra Times. URL: <https://www.canberratimes.com.au/national/act/act-leads-the-way-in-rooftop-solar-uptake-doubling-capacity-in-2018-20190112-p50qyc.html>
412. Bloomberg-New-Energy-Finance. 01.05.2018. 36 p. [Electronic resource] // The Financial Stability Board created the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) [fsb-tcfd.org](http://www.fsb-tcfd.org). URL: <https://www.fsb-tcfd.org/wp-content/uploads/2018/03/Presentation-Bloomberg-New-Energy-Finance.pdf>
413. Solar & Onshore Wind Now Cheapest Source of New Bulk Power [Electronic resource] // CleanTechnica. URL: <https://cleantechnica.com/2018/11/21/solar-onshore-now-cheapest-source-of-new-bulk-power/>
414. Electrical Controls and Switch Gears [Electronic resource] // Electrical Controls & Switch Gears. [electricalcontrols.co.in](http://electricalcontrols.co.in). URL: <https://www.electricalcontrols.co.in/>
415. Ofgem plans to cap prices for 11 million residential customers (UK). Enerdata. 10.09.18 [Electronic resource] // Enerdata [enerdata.net](http://enerdata.net). 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](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)
416. IRENA Power to Change 2016 SOLAR and Wind Cost Reduction Potential to 2025 [Electronic resource] // [issuu.com](http://issuu.com). URL: [https://issuu.com/kanagagnana/docs/irena\\_power\\_to\\_change\\_2016](https://issuu.com/kanagagnana/docs/irena_power_to_change_2016)
417. Getting Wind and Sun onto the Grid a Manual for Policy Makers. OECD/IEA, 2017 69 p. [Electronic resource] // The International Energy Agency [iea.org](http://www.iea.org). URL: [https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting\\_Wind\\_and\\_Sun.pdf](https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf)
418. The Boston Consulting Group. Made in America Again, Why Manufacturing Will Return to the USA. 2011 [Electronic resource] // The Boston Consulting Group [bcg.com](http://bcg.com). URL: <https://www.bcg.com/documents/file84471.pdf>
419. As states push toward 100% clean energy, hurdles loom // S&P Global Platts. 2019 [Electronic resource] // S&P Global [spglobal.com](http://spglobal.com). URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/040519-as-states-push-toward-100-clean-energy-hurdles-loom>
420. Lowest Tariff for Solar Power in the World 27.05.2020 [Electronic resource] // Off Grid Energy Independence. URL: <https://www.offgridenergyindependence.com/articles/20761/lowest-tariff-for-solar-power-in-the-world>
421. Weaver John. New record low solar power price? 2.175¢/kWh in Idaho // PV Magazine. 2019 [Electronic resource] // [pv-magazine-usa.com](http://pv-magazine-usa.com). URL: <https://pv-magazine-usa.com/2019/03/27/idaho-seeks-record-low-solar-power-price-2-175%2A2-kwh/>
422. Achyuta Adhvaryu, Namrata Kala, Anant Nyshadham. The Light and the Heat: Productivity Co-benefits of Energy-saving Technology. 2016. P. 61
423. Stokes R. Mega trial opens Europe to micro-CHP. Power Engineering International. 2013. February. P. 40–44.
424. Adolfo Maza, José Villaverde The world per capita electricity consumption distribution: Signs of convergence? // Energy Policy. 2008. Vol. 36. № 11. P. 4255–4261. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.036>
425. Albadi M.H., El-Saadany E.F. A summary of demand response in electricity markets. Electr. Power Syst. Res. 2008.
426. Amjad Z., Batool S., Arshad H., Parvez K., Farooqi M., Javaid N. Pigeon inspired optimization and enhanced differential evolution in smart grid using critical peak pricing. Advances in Intelligent Networking and Collaborative Systems. 2018. Pp. 505–514.

427. Anderson L., Ostrom A.L., Corus C., Fisk R.P., Gallan A.S., Giraldo M., Mende M., Mulder M., Rayburn S.W., Rosenbaum M.S., et al. Transformative service research: An agenda for the future. *J. Bus. Res.* 2013, 66, 1203–1210.
428. Ayón X., Moreno M.Á., Usaola J. Aggregators' optimal bidding strategy in sequential day-ahead and intraday electricity spot markets. *Energies* 2017, 10, 450.
429. Borowski P.F. Adaptation strategy on regulated markets of power companies in Poland. *Energy Environ.* 2019, 30, 3–26.
430. Chau V., Feng S., Thang N.K. Competitive algorithms for demand response management in smart grid. *LATIN 2018: Theoretical Informatics*. 2018. Pp. 303–316.
431. Domestic Electrical Load Management Using Smart Grid. Rauf S. and others // *Energy Procedia*. 2016. Vol. 100. P. 253–260.
432. Du P., Lu N., Zhong H., Du P., Lu N., Zhong H. Modeling Demand Response Resources. In *Demand Response in Smart Grids*; Springer: New York, NY, USA, 2019. Pp. 29–50.
433. Fox-Penner P. *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*, 1st ed., Island Press: Washington, DC, USA, 2010.
434. Fung M.K., Chow W.W. Identification of Technological Structures Using Patent Statistics. *Economics of Innovation and New Technology*. 2014. 12 (4). 293–313.
435. Gimon E., Mike Obolye M. The Coal Cost Crossover: Economic Viability of Existing Coal Compared to New Local Wind and Solar Resources. 2019.
436. Jayasuriya L., Chaudry M., Qadrdan M., Wu J., Jenkins N. Energy hub modelling for multi-scale and multi-energy supply systems. In *Proceedings of the 2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 23–27 June 2019.
437. Dr John K Wright Director. Australian Activities in Clean Hydrogen from Coal & Natural Gas. CSIRO Energy Transformed Flagship Program.
438. Jordehi A.R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2019, 103, 308–319.
439. Kucherov Yu.N., Yarosh D.N., Fedorov Yu.G., Ilyushin P.V., Zeygarnik Yu.A., Zhuk A.Z., Nekrasov S.A. Features of Small Dispersed CHP Integration into the Power System. Paris, Conseil International des Grands Réseaux Electriques – CIGRE. C6-106. 2014.
440. Liu T., Zhang D., Wang S., Wu T. Standardized modelling and economic optimization of multi-carrier energy systems considering energy storage and demand response. *Energy Convers. Manag.* 2019, 182, 126–142.
441. Mark Z. Jacobson and Mark A. Delucchi. Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight for all purposes, // *Renewable Energy*, 2018, 123, p. 236-248.
442. 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 Europe1-7*, 2010.
443. Newbery D., Pollitt M.G., Ritz R.A., Strielkowski W. Market design for a high-renewables European electricity system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018, 91, 695–707.
444. Qiu Z., Wang B., Huang J., Xie Z. Optimal configuration and sizing of regional energy service company's energy hub with integrated demand response. *IEEE Trans. Electr. Electron. Eng.* 2019, 14, 383–393.
445. Sarfati M., Hesamzadeh M.R., Holmberg P. Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets. *Energy Strategy Rev.* 2019, 24, 193–206.
446. Shafie-Khah M., Vahid-Ghavidel M., Di Somma M., Graditi G., Siano P., Catalão J.P.S. Management of renewable-based multi-energy microgrids in the presence of electric vehicles. *IET Renew. Power Gener.* 2020.
447. Siano P. Demand response and smart grids – A survey. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 30, 461–478.
448. Di Somma M., Graditi G., Siano P. Optimal Bidding Strategy for a DER Aggregator in the Day-Ahead Market in the Presence of Demand Flexibility. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 2019, 66, 1509–1519.
449. Ton D.T., Smith M.A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *Electr. J.* 2012, 25, 84–94.

450. Vahid-Ghavidel M., Catalão J.P.S., Shafie-Khah M., Mohammadi-Ivatloo B., Mahmoudi N. Application of Opportunistic Information-Gap Decision Theory on Demand Response Aggregator in the Day-Ahead Electricity Market. In Proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 29 September – 2 October 2019.
451. Vahid-Ghavidel M., Mohammadi-Ivatloo B., Shafie-Khah M., Osorio G.J., Mahmoudi N., Catalao J.P.S. Trading Framework for Demand Response Aggregators Using Information-Gap Decision Theory to Address Uncertainty and Risk-Management. In Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I and CPS Europe), Palermo, Italy, 12–15 June 2018.
452. 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.
453. Yammani C., Prabhat P. Collaborative demand response in smart electric grid with virtual system operator. IET Smart Grid 2018, 1, 76–8
454. Yang T., Huang T., Gu Y., Gan H., Wu Y., Zhang H. Spectrum sensing for demand response management in smart grid. 2019 IEEE 19th International Conference on Communication Technology (ICCT). pp. 745–750. Xi'an, China. October 2019.
455. Zipf G.K. Human behavior and the principle of least effort. 1949.
456. Zipf G.K. National unity and disunity. Bloomington: Principia Press. 1941
457. Zhang K., Mao Y., Leng S., Bogucka H., Gjessing S., Zhang Y. Cooperation for optimal demand response in cognitive radio enabled smart grid. 2016 IEEE International Conference on Communications (ICC). Kuala Lumpur, Malaysia. May 2016. Pp. 1–6.
458. Developing Small-Scale Renewable Energy Projects in New Zealand. Sinclair Knight Merz. 2008. [Electronic resource] // Western-Caucasus Research Center, (WCRC) wcrc.govt.nz. URL: <http://www.wcrc.govt.nz/Documents/Other%20Plans%20and%20Strategies/Renewable%20Energy%20Assesment.pdf>
459. Communication “Energy Roadmap 2050”. 2011 [Electronic resource] // The official website of the European Commission ec.europa.eu. URL: [http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm)
460. The future role for energy storage in the UK / Main Report Energy Research Partnership Technology Report, June 2011, 48 p. [Electronic resource] // The Energy Research Partnership researches, erpuk.org. URL: <http://erpuk.org/wp-content/uploads/2014/10/52990-ERP-Energy-Storage-Report-v3.pdf>
461. Excess winter mortality in England and Wales [Electronic resource] // Office of national statistics, ons.gov.uk. URL: <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/birthsdeathsandmarriages/deaths/bulletins/excesswintermortalityinenglandandwales/2019to2020provisionaland2018to2019final>
462. Technology Roadmap – High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation. IEA. 2012. [Electronic resource] // The International Energy Agency [iea.org](http://www.iea.org). URL: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-high-efficiency-low-emissions-coal-fired-power-generation>
463. The device that reverses CO2 emissions. 12.03.21. [Electronic resource] // [bbc.com](http://bbc.com). URL: <https://www.bbc.com/future/article/20210310-the-trillion-dollar-plan-to-capture-co2>
464. Strategy for International Climate Negotiations [Electronic resource] // [carbon-price.com](http://carbon-price.com). URL: <https://carbon-price.com/climate/experts/joseph-stiglitz/>

*Монография*

НЕКРАСОВ Сергей Александрович

**ПЕРЕХОД РОССИИ  
К КЛИМАТИЧЕСКОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ  
И КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

---

Подписано в печать 10.01.2023 г.

Формат 60×90/16. Печ. л. 15,4. Тираж 300 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](mailto:ecr@cemi.rssi.ru)

<http://www.cemi.rssi.ru/>

---

ISBN 978-5-8211-0812-8



9 785821 108128 >