

В.А. Зубакин

**МЕТОДЫ
УПРАВЛЕНИЯ
ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ
ОБЪЕКТАМИ
В УСЛОВИЯХ
ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ
РЫНКА**

Монография

Под редакцией доктора экономических наук,
профессора *Н.П. Тихомирова*



ПАЛЕОТИП

Москва
2006

УДК 621.31
ББК 31.19я73
3-91

Рецензенты:

А.В. Мищенко, доктор экономических наук, профессор,
Л.Ф. Петров, доктор экономических наук, профессор

Зубакин, В.А.

3-91 Методы управления гидроэнергетическими объектами в условиях либерализации рынка : монография / под ред. д-ра экон. наук, проф. Н.П. Тихомирова ; В.А. Зубакин.. — М.: Издательство «Палеотип», 2006. — 324 с.

ISBN 5-94727-159-1

В книге анализируются энергетическая система современной России, концепции ее развития, риски функционирования, стратегии устойчивого развития объектов гидроэнергетики; приводятся методы риск-анализа и оценки техногенных, финансовых и нефинансовых рисков, эконометрические методы оценки волатильности и т.д.

Особое внимание уделено моделям и методам управления объектами гидроэнергетики в условиях риска (модели управления функционированием и развитием гидроэнергетических объектов, модели оперативного управления производством электроэнергии на ГЭС, управление рисками на основе стресс-тестирования).

Для студентов и преподавателей экономических и технических вузов, руководителей гидроэнергетических объектов, работников страховых компаний и всех, кто интересуется проблемами гидроэнергетики в современных условиях.

УДК 621.31
ББК 31.19я73

ISBN 5-94727-159-1

© Зубакин В.А., 2006
© Издательство «Палеотип», 2006

Содержание

Введение.....	5
Глава I. Проблемы функционирования и развития объектов гидроэнергетики в современных условиях.....	7
1.1. Энергетическая система РФ и концепции ее развития	7
1.2. Перспективы и проблемы развития гидроэнергетики в РФ	23
1.3. Риски функционирования и развития гидроэнергетики	37
Глава II. Стратегии устойчивого развития объектов гидроэнергетики в условиях либерализации рынка электроэнергии.....	79
2.1. Стратегии развития гидроэнергетики и пути их реализации	79
2.2. Теоретическое обоснование стратегий устойчивого развития промышленных предприятий.....	99
2.3. Стратегии объектов гидроэнергетики, связанные с увеличением дохода от реализации продукции.....	113
2.4. Стратегии снижения издержек ГЭС	122
Глава III. Методы риск-анализа в гидроэнергетике.....	142
3.1. Теоретические основы анализа и управления рисками в гидроэнергетике.....	142
3.2. Подходы и методы оценки техногенных рисков.....	167
3.3. Методы оценки нефинансовых рисков гидроэнергетических объектов	190
3.4.1. Эконометрические методы оценки волатильности	209
3.4.2. Модели процессов со скачками вариации	214
3.4.3. Модели процессов с зависимой вариацией	215
3.4.4. Методы оценки параметров моделей с изменяющейся вариацией	221
3.4.5. Имитационные методы оценки рисковой стоимости.....	223
3.4.6. Ковариационный метод расчета рисковой стоимости.....	227

Глава IV. Модели и методы управления объектами гидроэнергетики в условиях риска.....	236
4.1. Принципы и подходы к управлению предприятиями в условиях риска.....	236
4.2. Модели управления функционированием и развитием гидроэнергетических объектов.....	251
4.3. Модели оперативного управления производством электроэнергии на ГЭС.....	256
4.4. Управление рисками ГЭС на основе стресс-тестирования	268
Заключение	292
Литература	295
Приложение.....	308

Введение

Постоянно возрастающие потребности экономики и социальной сферы в электрической энергии являются характерной особенностью процесса общественного развития в масштабе мирового сообщества в целом и в отдельных странах, включая Российскую Федерацию. Вместе с тем исчерпание разведанных запасов нефти и газа на планете, а в ряде стран и гидропотенциала, ограниченные возможности производства электроэнергии за счет энергии ветра и солнца, недостаточная безопасность атомной энергетики и ряд других факторов осложняют решение проблем энергообеспечения экономических систем различного уровня. Особую общественную значимость имеет проблема сдерживания роста энергетических тарифов в условиях постоянно растущих цен на газ и нефть, необходимости накапливания финансовых ресурсов государственными и частными энергетическими компаниями для поддержания энергоагрегатов в рабочем состоянии и строительства новых электростанций. Рост тарифов объективно ведет к увеличению себестоимости продукции во всех отраслях экономики даже при эффективной политике энергосбережения, ускоряет инфляционные процессы в обществе, ложится тяжелым бременем на социальную сферу и бюджеты домохозяйств.

Многие страны видят решение проблемы сдерживания роста энергетических тарифов в либерализации энергетического рынка за счет формирования конкурентной среды для производителей и потребителей электроэнергии, полагая, что рыночные механизмы, подкрепленные разумными мерами государственного регулирования, будут стимулировать снижение себестоимости ее производства и не позволят необоснованно завышать крупным производителям продажную цену электричества.

Вместе с тем либерализация электроэнергетического рынка, в свою очередь, увеличивает риски электростанций, поскольку для них значительно усложняются проблемы планирования объемов производства и сбыта электроэнергии и управления производственными и социальными процессами в целом. Это обусловлено необходимостью учета дополнительных факторов и условий в организации не только производственной, но и коммерческой деятельности, связанных с предвидением динамики спроса и предложения электроэнергии на рынке, поведения конкурентов, платежеспособности потребителей и т.п. При этом многие из этих факторов характеризуются значительной неопределенностью, что увеличивает риски потерь в случае принятия ошибочных решений.

Значительный груз проблем при либерализации рынка ложится и на плечи государства, поскольку именно оно остается ответственным за обеспечение надежности энергоснабжения экономики и социального сектора, за стратегии развития всей отрасли в целом и формирования ее структуры. В этой связи, должна усиливаться значимость таких направлений государственной политики в энергетическом секторе экономики как налогообложение, формирование правил работы рынка, согласование режимов, использование топливных и водных ресурсов в различных отраслях и сферах экономики. Особо сложные проблемы управления встают перед гидроэнергетиками, поскольку результаты их деятельности зависят не только от рыночной ситуации, но и от погодных условий, накопленных запасов воды, состояния энергосистемы в целом. Гидроэлектростанции играют основную роль в обеспечении ее надежности и, в связи с этим, часто вынуждены работать в режимах, отличных от оптимальных, обеспечивая безостановочную работу значительно более инерционных по режимам запуска оборудования тепловых и атомных станций. Кроме того, гидроэнергетика, как и атомная энергетика, сталкиваются с проблемами развития, в первую очередь из-за необходимости привлечения значительных объемов инвестиций в условиях длительных сроков строительства электростанций.

В этой связи важной научной проблемой является разработка подходов и методов формирования стратегий и организации оперативной деятельности гидроэнергетических компаний и отдельных электростанций, позволяющих успешно решать задачи их функционирования и развития в условиях системы ограничений по надежности и эффективности энергетического обеспечения экономики страны и недостаточной предсказуемости энергетического рынка.

В данной монографии последовательно рассматриваются проблемы гидроэнергетики РФ, с которыми эта отрасль столкнулась в начале XXI в. в ходе своего становления и развития, обсуждаются теоретические подходы к формированию стратегий развития ее объектов в условиях либерализации рынка, подробно излагаются методы наиболее значимых для отрасли рисков и подходы к управлению ими, а также излагаются подходы и методы принятия решений в сфере оперативного и стратегического управления деятельностью гидроэнергетических объектов в условиях зависимости ее результатов от рисков различной природы и эффективности используемых мер по их снижению.

Монография предназначена для специалистов, занимающихся вопросами управления гидроэнергетическими компаниями и объектами гидроэнергетики — экономистов, математиков, риск-менеджеров и некоторых других.

Глава I. Проблемы функционирования и развития объектов гидроэнергетики в современных условиях

1.1. Энергетическая система РФ и концепции ее развития

Увеличение объемов производства электроэнергии является важнейшим условием вывода России на путь устойчивого развития, характеризующегося высокими темпами роста экономики и жизненного уровня населения, консолидацией субъектов РФ и усилением геополитического влияния России в мировой системе.

И напротив, сдерживание темпов развития электроэнергетики крайне негативно влияет на темпы роста ВВП. Существует устойчивая корреляция уровня электропотребления и ВВП. Ограничения потребления, недоотпуск электрической энергии, как в силу аварийности, так и в силу дефицита генерирующей мощности, и самое главное – отказ в подключении новых потребителей – существенно замедляют темпы роста экономики. В подтверждение этому выводу приведем следующие данные. По прогнозу на 2006 г. ВВП России составит 24,3 трлн. руб., объем электропотребления – 0,8 трлн. руб. Таким образом, на 1 руб. электропотребления приходится около 30 руб. ВВП.

По имеющимся оценкам при существующих в последние годы в России темпах роста производства и потребления электроэнергии в среднесрочной перспективе до 2010—2015 гг. может возникнуть неудовлетворенный спрос. Потеря 50 млрд. кВт.ч электропотребления означает ежегодную потерю порядка 1,5 трлн. руб. ВВП, что составляет около 5% ВВП страны. При этом речь идет о прямых потерях, т. е. недополучении продукции или услуг, которые бизнес готов был произвести. Помимо этого из-за отсутствия инвестиционного процесса в электроэнергетике теряется еще и тот прирост ВВП, который бы возник в силу возникновения инвестиционного спроса на продукцию проектных, строительных, монтажных и машиностроительных предприятий.

Все развитие мировой экономики свидетельствует о нарастании электропотребления как в развитых странах мира, так и, особенно, в странах с быстро растущей экономикой (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1

Мировое потребление электроэнергии (по странам)¹

Регион/страна	Факт млрд.кВт.ч			Прогноз млрд.кВт.ч				Средне- довые из- менения энергопо- требления 2002—2025 гг., %
	1990	2001	2002	2010	2015	2020	2025	
I. Страны с развитой экономикой								
Северная Америка	3369	4247	4328	5193	5693	6208	6742	1,9
США	2827	3554	3651	4272	4643	5043	5470	1,8
Канада	435	508	487	644	713	774	828	2,3
Мексика	107	185	190	277	337	390	443	3,8
Западная Европа	2069	2551	2556	2613	2786	2872	3072	0,8
Развитые рынки Азии	930	1136	1202	1273	1358	1434	1506	1,0
Япония	765	910	971	1000	1060	1110	1154	0,8
Австралия/Новая Зеландия	166	226	231	273	299	324	352	1,8
Всего по разделу I	6368	7934	8086	9079	9837	10514	11319	1,5
II. Страны с переходной экономикой								
Бывш. СССР	1488	1131	1154	1794	2048	2254	2421	3,3
Россия	955	769	780	1043	1188	1323	1469	2,8
Остальные страны бывш. СССР	533	363	374	750	860	932	951	4,1
Восточная Европа	418	389	390	540	606	663	724	2,7
Всего по разделу II	1906	1520	1544	2334	2654	2917	3145	3,1
III. Страны с развивающейся экономикой								
Развивающиеся рынки Азии	1259	2711	2914	4909	5843	6723	7552	4,2
Китай	551	1302	1457	2801	3327	3816	4260	4,8
Индия	257	509	510	773	961	1150	1340	4,3

*Примечание: суммарные показатели могут отличаться от сум-
мы составляющих в связи с порядком округления*

За 1990—2005 гг. в США ввод мощности в целом составил 241 тыс. МВт, прирост мощности в год в среднем составил 16 тыс. МВт. Аналогичные показатели по Китаю составляют 295 тыс. МВт и 15—20

¹ Источники: History: Energy Information Administration (ELA), International Energy Annual 2002, DOE/ELA-0219(2002) (Washington, DC, March 2004), web site www.eia.doe.gov/iea/; Projection: ELA, Annual Energy Outlook 2005, DOE/ELA-0383(2005) (Washington, DC, February 2005), October futures case, AEO2005 National Energy Modeling System, run CF2005 D111104A, web site www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2005).

тыс. МВт, соответственно. Общемировые и российские тенденции этих процессов позволяют сделать вывод о неизбежности роста электропотребления и в нашей стране. В 1997 г. в России закончился период падения спроса на электроэнергию, который продолжался с 1990 г., и начался период роста, сопровождающийся исчерпанием резервов установленной мощности (см. табл. 1.2).

Таблица 1.2

Характеристики энергопотребления в России в 1990—2015 гг.

Электропотребление (млрд. кВт. ч)	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 прогноз	
											оптимистический вариант	умеренный вариант
Россия	1074	814	809	832	864	875	878	903	924	940	962,3	959,15
Максимум нагрузки	158,8*	132,0	127,7	131,2	133,8	137,5	139,9	136,6	139,7	141,6	149,9*	

* Без учета Таймырской энергосистемы.

Анализ всех возможных вариантов экономического развития России в период до 2020 г. (от критического до оптимистического) показывает, что высокие темпы развития ТЭК не только положительно влияют на макроэкономические показатели в стране из-за непосредственного учета в них объемов производства электроэнергии, но и способствуют обеспечению устойчивости электроснабжения, снижению издержек производства и усилению инвестиционной привлекательности промышленных объектов за счет рационализации цен на электроэнергию.

В частности, при оптимистическом варианте предполагается, что ВВП в РФ к 2020 г. увеличится в 3,3 раза по сравнению с уровнем 2000 г., объемы инвестиций в основной капитал возрастут в семь раз, среднедушевой объем ВВП в ценах 2000 г. приблизится к уровню 180 тыс. руб./чел., а доля ТЭК в объеме промышленного производства сократится до 19,8% против 29,5% в 2000 г. Однако при этом рост производства электроэнергии увеличится почти на 60%, достигнув уровня 1365 млрд. кВт.ч., против 878 млрд. кВт.ч в 2000 г. (в 2010 г. предполагается выработать 1070 млрд. кВт.ч, средний рост ~ 1,9% в год).

При благоприятном варианте объем ВВП в России к 2020 г. увеличится в 2,6 раза по сравнению с 2000 г., инвестиции в основной капитал – в 4,1 раза, среднедушевой объем ВВП в ценах 2000 г. приблизится

к уровню в 140 тыс. руб./чел., а объем производства электроэнергии предполагается таким же, как и в оптимистическом варианте, а доля ТЭК в объеме промышленного производства составит 18,7%.

При умеренном варианте за рассматриваемые 29 лет ВВП увеличится в 2,3 раза, объем инвестиций в основной капитал – в 3,6 раза, среднедушевой объем производства в 2020 г. в ценах 2000 г. превысит уровень в 128 тыс. руб./чел., производство электроэнергии достигнет 1215 млрд. кВт.ч, а доля ТЭК в промышленности России – 19,2%.

В критическом варианте развития среднегодовые темпы роста экономики России ожидаются предельно низкими (2,5—3%), однако за счет реформирования экономики будут созданы условия для интенсификации энергоснабжения и избежания дефицита энергоресурсов. Объем их производства в 2020 г. составит 1015 млрд. кВт.ч.

В целом, при всех вариантах развития экономики предполагается, что энергоемкость ВВП России за рассматриваемые 20 лет будет снижена на 40—50%.

Потенциальный масштаб энергосбережения в стране необычайно высок. Существенное повышение энергоэффективности экономики является безусловным требованием для обеспечения ее конкурентоспособности в мировой экономической системе. Потенциально повышение энергоэффективности является наиболее важной качественной составляющей экономического развития, способной компенсировать до 70—75% прироста энергетических потребностей.

Наибольшие возможности по экономии электроэнергии имеются в черной и цветной металлургии (в сумме 25% от общей экономии), коммунально-бытовом секторе (23%), топливно-энергетическом комплексе (17%, включая электроэнергетику), машиностроении (11%). Суммарно возможная экономия за период до 2020 г. оценивается около 300 млрд. кВт.ч.

Отметим, что, по мнению специалистов, рассчитывать на использование этого ресурса без существенного роста энерготарифов не приходится, поскольку при нынешнем уровне цен мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности, которые требуют значительных инвестиций, экономически невыгодны для предприятий отраслей-потребителей.

Динамика основных макроэкономических показателей по каждому из рассматриваемых вариантов сопровождается определенными изменениями в топливно-энергетическом балансе и отраслевой структуре ТЭК. При этом основой электроэнергетики все же останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной

мощности сохранится на уровне 60%. Выработка электроэнергии на ТЭС увеличится в рассматриваемые 20 лет примерно в 1,4 раза. Однако в этой подотрасли энергетики ожидается изменение структуры используемого топлива в сторону увеличения доли угля и снижения доли нефти и газа.

При оптимистическом и благоприятном вариантах экономического развития страны предполагается, что выработка электроэнергии на ГЭС к 2020 г. возрастет до 215 млрд. кВт.ч (а в дальнейшем и до 350 млрд. кВт.ч за счет сооружения новых ГЭС). В начале XXI в. на ГЭС вырабатывается 150—170 млрд. квт.ч. (в зависимости от выпадаемых осадков). Таким образом в 2020 г. доля электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, практически сохранится на уровне 2000 г., т.е. ~ 15%. При этом заметим, что гидроресурсы России используются лишь на 15—20%, вместе с тем как их полное использование позволяет выработать электроэнергию по объему, равную ее производству на всех электростанциях страны.

При всех вариантах развития экономики предполагается, что увеличивающиеся потребности страны в электроэнергии в значительной степени будут удовлетворяться за счет ее производства на АЭС (до 300 млрд. кВт.ч в 2020 г. при оптимистическом и благоприятном вариантах и до 230 млрд. кВт.ч. – при умеренном варианте). В результате производство электроэнергии на АЭС возрастет с 16% в 2000 г. до 23—25% — в 2020 г.

Примерно до 2—4% предполагается к 2020 г. довести производство электроэнергии с использованием возобновляемых в биосфере земли источников (энергии солнца, ветра, морей, океанов и рек, геотермальная, биомассы и др.). В 2000 г. их доля составила около 0,5% в суммарном объеме ее производства или около 4,2 млрд. кВт.ч. При этом заметим, что экономический потенциал возобновляемых источников определен в 270 млн. т у.т., что составляет около 25% от годового внутреннего потребления энергоресурсов в стране.

Достижение запланированных показателей развития энергетического комплекса к 2020 г. может быть обеспечено лишь при условии решения ряда системных экономических проблем, обострение которых к началу XXI в. отрицательно сказывается не только на процессах производства электроэнергии, но и на темпах роста экономики в целом и сбалансированности ее структуры. К наиболее значимым среди них следует отнести опережающие темпы роста энергопотребления в стране в целом и в отдельных регионах и отраслях по сравнению с темпами ее производства, старение основного энергетического оборудова-

ния, технологическую отсталость отрасли, ее низкую инвестиционную привлекательность, нерациональное ценообразование, неэффективное использование установленных генерирующих мощностей, неэффективную структуру топливно-энергетического баланса и некоторые другие.

Сохранение существующих тенденций опережающего роста потребления при низкой инвестиционной активности в электроэнергетике с неизбежностью будет вести к нарастанию числа энергодефицитных регионов и величины дефицита. Заметим, что рост потребления электрической энергии в стране происходит на фоне нарастания отложенного спроса, вызванного высоким процентом неудовлетворенных заявок на новые подключения к сети. Доля удовлетворенных заявок на присоединение постоянно снижается. В 2004 г. она составила 32%, в 2005 г. – 21%, в 2006 г. – 16%. Таким образом, вполне вероятной является ситуация, что в 2007 г. удастся реализовать менее 10% потенциальных присоединений.

По состоянию на 1 апреля 2006 г. в ОАО «ФСК УЭС» для присоединения к ЕНЭС не удовлетворены 327 заявок (обращений) суммарной заявленной мощностью 23 420 МВА, в том числе на присоединение генерирующих мощностей – 6735 МВА.

Помимо увеличения количества ограничений на новые присоединения происходит рост ограничений потребления уже присоединенных потребителей.

Нарастание потребления при отсутствии ввода новых мощностей постепенно приводит к тому, что система начинает работать без надлежащих резервов как генерирующей мощности, так и, в ряде случаев, пропускной способности сети. Как следствие, при наличии в целом в стране резерва мощности отсутствует возможность его переброски в те регионы, где сильно выросло потребление.

В этих условиях в системе приходится вводить ограничения потребления, чтобы не допустить возникновения ситуаций, которые могут привести к масштабным авариям. Существуют две группы причин, которые вызывают введение ограничений:

- ожидающийся высокий уровень потребления при отсутствии надлежащих резервов мощности (наиболее характерный пример – ограничение потребления в период холодов зимы 2005—2006 г.);
- ограничения потребления, вызванные выводом в ремонт элементов генерирующего или сетевого оборудования, при котором его работу невозможно заместить.

Проблемы, возникающие в силу быстрого роста потребления электрической энергии, усугубляются ухудшением состояния оборудования.

В частности, износ активной части фондов в электроэнергетике достигает 65%. При этом отечественное оборудование, составляющее основу отрасли, морально устарело и уступает лучшим мировым образцам. Доля полностью изношенного и выработавшего все разумные сроки эксплуатации оборудования в энергосистемах к началу XXI в. уже превысила 15%. Это приводит к существенному возрастанию удельной повреждаемости оборудования с большим сроком эксплуатации. Для турбогенераторов и блочных трансформаторов удельная повреждаемость имеет тенденцию к резкому росту после 37—40 лет эксплуатации, для паровых турбин – после наработки 260 тыс.ч, для трубопроводов тепловых сетей – после 20 лет эксплуатации.

Заметим, что в энергетических системах России доля турбинного оборудования 1971—1980 гг. выпуска в установленной мощности составляет 31,8%, а выпуски 1961—1970 гг. – 23,8%. При этом еще работает послевоенное оборудование – 8,7%, в то время как с 2001 г. было введено в действие только 2,4% нового оборудования. Все это ведет к увеличению техногенных рисков в отрасли и снижению надежности электроснабжения.

Вместе с тем технологическое обновление отрасли сдерживается нерациональным ценообразованием, обусловленным государственным регулированием тарифов и монополизированным рынком электрической энергии. В этих условиях рост цен на энергоресурсы и издержек предприятий электроэнергетики, как правило, опережает рост административно регулируемого тарифа. Вследствие этого рентабельность электроэнергетических организаций остается низкой и у них не хватает средств для обновления и развития генерирующих мощностей. По этой же причине и сторонние инвесторы не торопятся вкладывать средства в развитие энергетических объектов.

Необходимым условием роста выработки электроэнергии является адекватное увеличение добычи первичных энергоресурсов (по имеющимся оценкам, с 1418 млн. т у.т. в 2000 г. до 1700—1820 млн.т у.т. в 2010 г. и до 1810—2030 млн. т у.т. в 2020 г.). Для достижения этой цели в рамках реализации программы обеспечения топливными ресурсами экономики страны в целом предполагается:

- увеличить добычу нефти с 324 млн. т в 2000 г. до 445—490 млн.т в 2010 г. и до 450—520 млн.т в 2020 г.;

- увеличить добычу газа с 584 млрд. куб.м в 2000 г. до 635—665 млрд.куб.м в 2010 г. и до 680—730 млрд. куб. м в 2020 г.;

- увеличить добычу угля с 258 млн. т в 2000 г. до 310—330 млн.т в 2010 г. и до 375—430 млн. т в 2020 г.;

- увеличить производство моторных топлив с 83 млн.т в 2000 г. до 100—110 млн.т в 2010 г. и до 115—135 млн.т в 2020 г.;

- увеличить производство урана в 2020 г. из сырья известных в настоящее время месторождений до 6,5—7 тыс. т с ликвидацией оставшегося дефицита урана в 3,5—5 тыс. т за счет складских запасов и его повторного использования с одновременным постепенным переходом на воспроизводство ядерного топлива в быстрых реакторах.

Рационализация структуры топливного баланса в сторону увеличения объемов добычи и доли использования угля при производстве электроэнергии должна сопровождаться и соответствующим совершенствованием системы ценообразования на ресурсы. Существовавшая вплоть до XXI в. политика ценообразования на первичные энергоносители для электростанций была крайне нерациональной для энергетики страны. Цены на уголь в конце XX в. в среднем в 1,5 раза превышали цены на газ. В связи с этим при большой капиталоемкости угольные электростанции становятся неконкурентными, что, естественно, сказалось на структуре ТЭС, характеризующейся значительной долей выработки электроэнергии на газовом топливе, достигшей 68%.

Ориентация тепловой энергетики на угольное топливо выглядит достаточно оправданной с точки зрения отдаленной перспективы. Запасов угля в стране, по имеющимся оценкам, хватит еще на 150—200 лет, в то время как разведанные запасы газа, хотя и они достаточно велики, по прогнозам, будут израсходованы уже в течение 50—60 лет (нефти – в течение 20—30 лет). При этом смещение добычи газа в труднодоступные регионы и его усложняющаяся транспортировка в районы потребления обуславливают необходимость повышения отпускной цены на этот вид топлива уже в ближайшее время, без чего невозможно повысить рентабельность газодобывающей промышленности и привлечь необходимые для развития отрасли инвестиционные ресурсы.

По имеющимся оценкам, цена за 1000 куб. м добываемого голубого топлива должна возрасти до 40—41 долл. к 2006 г. и до 59—64 долл. к 2010 г.

В этой связи ожидаемый опережающий рост цен на природный газ и стабилизация (с учетом инфляции) цен на уголь приведет к тому, что соотношение цен на эти виды топлива (в условном топливе) изменится с 0,62 в 2002 г. до 1 в 2006 г., до 1,4 в 2010 г. и до 1,6—2 в последующие годы. При отсутствии необоснованного завышения цен на уголь такая ценовая тенденция позволит нарастить объемы потребления угля при производстве электроэнергии на ТЭС и сдерживать цены на рынке электроэнергии в стране.

В целом, потребность российской электроэнергетики в природном газе к 2010 г. оценивается в 204,4 млн. т. у.т. (233 млрд. куб. м), что по отношению к 2005 г. означает прирост 5,5%. При этом предполагается гораздо более существенный прирост потребности в угле (22%) и мазуте (20%). Таким образом, реализация предложенных инвестиционных программ приведет к снижению доли газа в топливном балансе к 2010 г. с 68% до 65,3% и увеличению доли угля с 24,6% до 27,5%.

Топливные проблемы энергетики России в целом в определенной степени предполагается решить за счет атомной энергетики. Об ее эффективности свидетельствуют следующие цифры. При доле в производстве электроэнергии России в настоящее время 16%, в установленной мощности – 11% АЭС потребляют лишь 3% от общего объема топлива. Наиболее выгодно строительство новых АЭС в европейской части РФ, где имеют место дефицит газа, проблемы транспортировки угля для ТЭС, исчерпание гидропотенциала для ГЭС. Однако достижение плановых рубежей в 23—25% производства электроэнергии на АЭС требует дальнейшего повышения эффективности этих электростанций на основе замедления темпов роста издержек производства по сравнению со среднеотраслевым уровнем. Предполагается, что за счет этого будут обеспечены ценовые преимущества АЭС в электроэнергетической отрасли в целом. Так, рост тарифов на производство электроэнергии на АЭС ожидается с 1,4 цента за 1 кВт.ч в 2003 г. до 2,5—2,6 цента в 2020 г., в то время как величина среднего тарифа за 1 квт.ч в 2020 г. в среднем по стране оценивается в 4,1—4,5 цента. Ценовые преимущества на рынке электроэнергии позволят атомной энергетике увеличить к 2020 г. суммарную мощность АЭС практически в два раза в основном за счет накопления собственных инвестиционных ресурсов и их вложения как в программы модернизации и продления сроков службы действующих АЭС, так и в программы строительства новых АЭС на существующих и подготовленных площадках.

Для гидроэнергетики характерны для всей энергетической отрасли проблемы развития, обусловленные изношенностью фондов и недостатком инвестиционных ресурсов, дополняются проблемами неравномерности территориального размещения гидропотенциала. Строительство крупных ее объектов возможно, в основном, в Сибири и на Дальнем Востоке. Однако даже в настоящее время остаются невостребованными энергетические мощности сибирских гидро- и теплоэлектростанций («запертые» мощности в этом регионе составляют порядка 7—10 млн. кВт.ч). В европейской части, преимущественно на Северном Кавказе, возможно строительство малых электростанций пи-

кового плана. Кроме того, для обеспечения надежного функционирования единой энергетической системы России и компенсации неравномерного потребления электроэнергии в условиях увеличения доли базисных АЭС в европейской части страны необходимо ускорить сооружение гидроаккумулирующих станций.

Несоответствие территориальных структур производства и потребления электроэнергии является фактором, сдерживающим развитие и всей отрасли. Решение этой проблемы связывается с развитием межсистемных линий электропередачи (~500—1150 кВт) для усиления надежности параллельной работы энергетической системы Сибири с энергетическими системами европейской части России и с объединенной системой Дальнего Востока. Реализация этой программы, как ожидается, также позволит снизить расходы на транспортировку угля из Кузбасса и КАТЭКа и за счет его использования на местных ТЭС обеспечить передачу их электроэнергии на запад и на восток с меньшими затратами.

В целом суммарный ввод линий электропередач напряжением 330 кВт и выше до 2020 г. должен составить в зависимости от варианта экономического развития страны 25—35 тыс. км.

Обобщая изложенный выше материал, можно сделать следующие выводы.

Обеспечение достаточно высоких темпов роста экономики России требует адекватного увеличения производства электроэнергии.

Однако этот процесс в настоящее время сдерживается недостатком инвестиционных ресурсов, являющимся следствием низкой рентабельности отрасли, что сокращает возможности накопления собственных инвестиционных резервов и снижает инвестиционную привлекательность ее объектов для внешних инвесторов.

Кроме того, необходимое для роста производства электроэнергии увеличение топливных ресурсов сопровождается ростом цен на добываемое сырье, объективно обусловленным увеличением затрат по добыче нефти и газа на все более труднодоступных месторождениях и их транспортировку.

Все это в свою очередь вызывает необходимость увеличения тарифов на электроэнергию, что, очевидно, будет негативно сказываться на темпах экономического развития страны, вызывая рост производственных издержек во всех отраслях и увеличивая бытовые расходы населения. Разрыв этого достаточно типичного для современной экономики «порочного круга» видится в коренном реформировании электроэнергетики на основе ее либерализации с сохранением элементов ра-

циональной государственной политики в сфере производства и потребления электроэнергии.

Концепция реформирования электроэнергетики своей основной целью предполагает формирование качественно нового топливно-энергетического комплекса (ТЭК) – финансово устойчивого, экономически эффективного, динамически развивающегося, экологически безопасного, оснащенного передовыми технологиями и высококвалифицированными кадрами, функционирующего на основе рыночных принципов. В соответствии с Федеральным законом «Об энергетике» основными принципами, положенными в основу реформирования отрасли, являются:

- формирование рыночных отношений путем демонаполизации и развития конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг (ремонт, наладка, проектирование);
- обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка;
- единство стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетике;
- обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергетики и деятельности организаций регулируемых секторов электроэнергетики;
- обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований отрасли;
- рационализация системы государственного регулирования отрасли.

Реформирование отрасли предполагалось осуществить в три этапа.

На первом этапе с целью избежания негативных последствий реструктуризации предприятий в условиях интенсивного формирования рыночных отношений в электроэнергетике было признано целесообразным осуществить лишь частичную либерализацию рынка электроэнергии путем формирования оптового рынка ее продаж в объеме до 15% от производимой электростанциями электроэнергии. На этом этапе ставится задача отработки модели конкурентного оптового рынка.

Целью второго этапа является формирование и дальнейшее развитие оптового и розничного рынков электроэнергетики на основе увеличения числа их участников, организаций биржевой и розничной (на основе двухсторонних соглашений) торговли электроэнергией.

На третьем этапе предполагалось сформировать условия для привлечения внешних инвестиций в отрасль путем реформирования организационной структуры ее предприятий, расширения прав сторонних

инвесторов в формировании стратегий их развития и рыночной политики при усилении их инвестиционной привлекательности.

Однако в ходе реформирования 2-й и 3-й этапы в настоящее время осуществляются как бы параллельно: формирование рынка происходит одновременно с организационными преобразованиями в отрасли и привлечением в нее инвестиций с расширением прав инвесторов.

На наш взгляд, важнейшим условием, обеспечивающим эффективность развития электроэнергетики в период перехода к рыночным отношениям, является адекватный учет при формировании рыночных механизмов специфических особенностей производства электроэнергии в секторах этой отрасли и территориальных и сезонных колебаний спроса на электроэнергию в стране.

Специфика рынка электроэнергии в России состоит в том, что ГЭС практически не конкурируют с ТЭС в базовой части графика загрузки, так как максимум выработки ТЭС наблюдается в осенне-зимний период, а максимум выработки ГЭС – в весенне-летний. Таким образом, можно прогнозировать, что рынок электроэнергии в России будет характерно сезонным. В весенне-летний период выработка ГЭС будет замещать часть выработки ТЭС в базовой части графика загрузки. При этом ГРЭС будут наращивать базовую загрузку, уходя из пиковой части графика, где их будут замещать ТЭС, работающие по конденсационному циклу с минимальной выработкой в электронном режиме и высокими удельными расходами топлива¹. Цены на электроэнергию будут испытывать определенное давление вверх в сухие годы и вниз – во влажные, благодаря дефициту либо избытку гидроресурсов. Будет наблюдаться избыток предложения резервных мощностей со стороны ТЭС.

По логике коммерческой деятельности ГЭС как наиболее экономичные генераторы должны покрывать базовую часть графика нагрузки с целью общесистемного снижения оптовых цен электроэнергии (как это принято во многих странах). В то же время обеспечение возможно-

¹ Работа тепловых агрегатов при изменениях нагрузки, остановках и пуске приводит к их повышенному износу и учащению аварий. Так, по зарубежным данным, систематическое изменение мощности ТЭС на 20% снижает срок службы оборудования на 15—20%. Подсчитано также, что для тепловых станций с крупноблочными агрегатами снижение числа часов использования установленной мощности с 6000 до 5000 в год приводит к росту себестоимости электроэнергии на 12—15%, а на АЭС – к еще большему. Все тепловые электростанции, за исключением газотурбинных, имеют ограниченные возможности изменения мощности агрегатов (так называемый технический минимум нагрузки $K_{\text{техн}}$ — отношение наименьшей допустимой мощности к установленной).

сти надежного функционирования Единой энергосистемы России¹ требует ограничения выработки ГЭС в базовой части графика для реализации пикового маневрирования мощностью. Это определяет режим работы ГЭС по диспетчерскому графику, отличному от экономически оптимального.

В связи с этим участие ГЭС в торгах конкурентного рынка электроэнергии должно быть определено законодательством о реформировании электроэнергетики как ценопринимательное, что с учетом вынужденного подчинения генерации гидрологическим ограничениям обуславливает ограниченные возможности ГЭС в планировании операционных доходов, что создает другим секторам электроэнергетики заведомые конкурентные преимущества.

В этих условиях самостоятельным источником доходов ГЭС в рамках полноценной системы коммерческой диспетчеризации производства электроэнергии должно стать оказание участникам рынка дополнительных системных услуг (регулирование частоты, напряжения и мощности, представление резерва) в целях обеспечения необходимого потребительского качества электроэнергии в энергосистеме². Нужно учитывать, что поведенческая стратегия ГЭС на оптовом рынке электроэнергии может предусматривать перераспределение суточной выработки по часовым зонам графика нагрузки (накопление воды в часы низкого спроса и генерация в часы высокого), что предполагает наличие ценовой ренты в составе выручки ГЭС. Полная амортизация «исторических» капитальных затрат, уже произошедшая на большинстве ГЭС, и использование общенациональных водных ресурсов страны становятся дополнительными факторами, обуславливающими появление ренты в составе выручки. Другими словами – ГЭС в условиях коммер-

¹ Отметим, что стратегия долгосрочного обеспечения надежности ЕЭС опирается и на другие хорошо известные естественные преимущества гидрогенерации (сравнительно низкая стоимость ввода 1 МВт, низкая себестоимость производства, высокая маневренность, независимость от инфраструктуры топливообеспечения, экологическая чистота и др.).

² Эксперты, специализирующиеся на исследовании энергетических рынков, насчитывают до 19 видов дополнительных услуг, необходимых для обеспечения надежного и бесперебойного функционирования энергосистемы. Ключевой является поддержание частоты в системе и точное балансирование выработки электроэнергии в соответствии с текущим уровнем потребления посредством резерва АРЧМ. Резерв автоматического регулирования частоты и мощности АРЧМ предназначен для автоматического реагирования на флуктуации выработки и потребления электроэнергии в ответ на получение сигналов автоматического регулирования и задействуется без участия операторов генераторов.

ческой диспетчеризации производства должны получать дополнительные доходы по сравнению с тепловыми генераторами и АЭС, что может уравнивать рыночные позиции этих секторов. Таким образом, либерализация рынка электроэнергетики должна сопровождаться формированием сектора системных услуг, на котором имеет место фактическая монополия ГЭС, которые, однако, ограничены в своих стратегиях производства и реализации электроэнергии.

Реформой также предполагается, что рыночные отношения предприятий электроэнергетики будут распространяться как на их поставщиков (топлива, оборудования, услуг), так и на потребителей (предприятия, организации, жилищно-коммунальное хозяйство). Их основой должна стать рациональная государственная тарифная политика, основанная на принципах эволюционного (постепенного) сокращения вмешательства государства в регулирование тарифов на электроэнергию с соответствующим расширением рыночных механизмов их формирования.

Примером такой политики являются приведенные выше планы постоянного отпуска цен на газ при их относительной стабилизации на уголь. Цены на все виды топлива и электроэнергию на внутреннем рынке будут устанавливаться в переходный период методом регулирования предельного уровня цены и мерами рационального налогообложения. Предполагается, что рациональное регулирование тарифов и цен будет стимулировать производителей к снижению издержек. Успешное решение этой проблемы, по оценкам, позволит обеспечить их устойчивое положение на рынках электроэнергетики и сырьевых ресурсов.

По мере формирования рыночных отношений в электроэнергетике государство будет постепенно сокращать прямое бюджетное финансирование отрасли, используя в большей степени меры ее косвенного регулирования. Прямую поддержку в виде финансирования из бюджетов всех уровней предполагается осуществлять при реализации проектов, имеющих стратегическое значение или высокую социальную значимость. Кроме того, государство сохранит контроль за инвестиционными программами развития атомной энергетики (отрасль останется в государственной собственности), единой национальной энергетической сети (инвестируемой федеральной сетевой компанией), системы магистральных газо- и нефтепроводов, комплексного освоения месторождений в новых регионах и портовой инфраструктуры. Предполагается, что эти программы будут финансироваться за счет собственных средств соответствующих предприятий и сторонних инвесторов с использованием регулируемых цен (тарифов) на соответствующие тарифы и услуги.

В частности, государство предполагает субсидировать из федерального бюджета процентные ставки по кредитам, привлекаемым для производства оборудования для ТЭК отечественными машиностроителями. Его участие в реализации инвестиционных программ сохраняется в виде предоставления гарантий от коммерческих и некоммерческих рисков, компенсации разницы в тарифах для промышленных потребителей в отдельных регионах, финансирования завершения работ по ликвидации особо убыточных шахт и разрезов и т.п.

Государство должно сохранить контроль и над гидроэнергетикой, поскольку только централизованное управление этим относительно небольшим по размерам, но функционально значимым сектором энергогенерации в состоянии закрыть возможные «провалы рынка», связанные с дефицитом наличных и резервных генерирующих мощностей в сфере генерации, контролируемой частным капиталом. В этой связи государство не должно допустить произвольного развития процесса конкуренции технологий и сохранить ГЭС в системе производства электроэнергии в стране. При этом роль государства особо значима именно на этапе становления оптового рынка.

Сокращение степени прямого участия государства в деятельности ТЭК компенсируется усилением его косвенной поддержки электроэнергетики, которую можно разделить по следующим направлениям общественной системы:

- экономика (регулирование инфляции, распространение практики представления налоговых льгот сторонним инвесторам, в том числе и зарубежным, на ввозимый и вывозимый капитал, таможенных льгот на поставки современного и высокопроизводительного оборудования; усиление контроля за эффективной разработкой запасов сырья и обеспечением их национального освоения и т.п.);

- социальная сфера (повышение платежеспособности населения, особенно, малообеспеченных его групп, в том числе путем роста среднедушевых доходов не менее чем в 3,4—3,7 раза, в том числе для компенсации расходов на топливо и энергообеспечение — 2,3—2,4 раза; развития системы адресной социальной защиты малоимущих слоев населения и системы пенсионного обеспечения; повышения согласованности реформ ЖКХ, межбюджетных отношений и ликвидации перекрестного субсидирования; повышения эффективности системы кадрового обеспечения отраслей ТЭК и улучшения условий труда на их предприятиях, их быта и системы рекреационной реабилитации и т.п.);

- система рыночных отношений (формирование эффективной структуры внутренних энергетических рынков путем демополизации

отрасли и разграничения естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности, повышения конкуренции на рынках; формирование цивилизованных правил и институтов торговли энергетическими ресурсами; создание и развитие механизмов государственного контроля над энергетическими рынками; формирование рациональной территориальной структуры рынков с учетом диверсификации отраслевой и территориальной структуры размещения производства, оптимизации электроснабжения, механизмов оборота продукции и т.п.);

- рационализация топливно-энергетического баланса страны (создание условий для роста производства и совершенствования структуры потребления электроэнергетики, в том числе: за счет опережающего роста выработки электроэнергии на АЭС и более полного использования гидроэнергетического потенциала страны, завершения строительства ранее начатых объектов, улучшения качества используемого топлива и др.; снижения энергоемкости валового внутреннего продукта (существующий потенциал энергосбережения составляет 360—430 млн. т у.т., или 39—47% текущего потребления энергии. При этом, по имеющимся оценкам почти треть его сосредоточена в отраслях ТЭК, 35—37% — в промышленности и 25—27% — в ЖКХ). Предусматривается, что перестройка структуры экономики и производственных технологий позволит уменьшить энергоемкость ВВП на 26—27% к 2010 г. и на 45—55% — к 2020 г.);

- внешняя рыночная политика (расширение рынков сбыта электроэнергии и их диверсификация и вовлечение в топливно-энергетический баланс углеводородных ресурсов других стран, в том числе за счет: создания механизмов координации политики в области внешнеторгового регулирования в энергетической сфере, развития новых норм сотрудничества в атомной энергетике путем формирования единой энергетической и энерготранспортной инфраструктуры в сопредельных регионах Европы и Азии, развития международных энерготранспортных систем и систем обеспечения недискриминантного транзита энергоносителей, дипломатической поддержки деятельности отраслей и предприятий ТЭК за рубежом, совершенствования законодательства, создания совместных предприятий и т.п. Важной частью этой работы является приведение российских стандартов ТЭК в соответствие с международными, усиление влияния РФ на процессы формирования объективных и взаимовыгодных цен на энергоресурсы).

При разработке мер прямого и косвенного регулирования ТЭК государство должно учитывать ограничения, вытекающие из необходимости обеспечения экономической и экологической безопасности, ха-

рактизирующей устойчивостью энергетического сектора к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам, его способностью минимизировать ущерб, вызываемый проявлением различных дестабилизирующих факторов, последовательно снижать техногенную нагрузку на окружающую среду, в частности, путем сокращения выбросов парниковых газов в соответствии с решением Киотского протокола, снижения рисков техногенных аварий и катастроф с серьезными последствиями для окружающей среды.

В заключение данного раздела отметим, что реализация стратегии эффективного развития электроэнергетики РФ на основе принципов либерализации, формирования рыночных отношений предполагает необходимость учета при разработке мер по управлению этим процессом, особенностей производства и распределения электроэнергии в каждой из ее подотраслей, их производственного и рыночного потенциала, текущего состояния их предприятий и ряда других специфических характеристик.

В следующем разделе данной главы будут рассмотрены особенности развития гидроэнергетики – одного из важнейших секторов производства электроэнергии в России.

1.2. Перспективы и проблемы развития гидроэнергетики в РФ

Гидроэнергетика является одной из основных электроэнергетических подотраслей, развитие которой связывается с решением глобальных проблем общественного развития, включая снижение зависимости экономики от истощающихся запасов органического топлива, ограничение темпов роста эмиссии CO₂ и парниковых газов с целью предотвращения негативных последствий изменения климата на планете и ряда других. Например, с учетом энергоемкости 1 т условного топлива, соответствующей 8,3 тыс. кВт.ч, ежегодная экономия органического топлива за счет гидровыработки на планете примерно 2600 млрд. кВт.ч/год в среднем оценивается в 300 млн.т органического топлива.

Кроме того, объекты гидроэнергетики обладают и некоторыми другими технологическими преимуществами по сравнению с объектами других электроэнергетических отраслей.

В частности, ГЭС резервуарного типа (высоконапорные плотины которых образуют крупные водохранилища сезонного, годового или многолетнего регулирования) обладают существенным технологическим преимуществом перед атомными электростанциями и всеми дру-

гими генераторами существующих типов, так как только они способны участвовать в эффективном покрытии как базовой, так и пиковой нагрузки энергосистем.

Коммерческая эксплуатация гидростанций низконапорных ГЭС безрезервуарного типа менее эффективна, так как производство энергии всецело зависит от текущего гидрорежима водотока (для них существенно ниже возможности покрытия пиковых нагрузок энергосистемы), однако малый объем водохранилищ и минимальное затопление земель выше плотин делают ГЭС такого типа наиболее предпочтительными с экологической точки зрения.

К началу XXI в. гидроэнергетика сохранила весьма существенный потенциал в рамках мирового сообщества (см. табл. 1.3).

Таблица 1.3

Глобальные возможности наращивания выработки электроэнергии на гидростанциях

Регион	Неосвоенный гидропотенциал, млрд. кВтч/г	Текущая гидровыработка, млрд. кВтч/г	Всего производство электроэнергии, млрд. кВтч/г	Доля освоения полного гидропотенциала	Доля гидровыработки в производстве электроэнергии
Страны OECD (Северная Америка)	1480	634	4529	43	14
Страны OECD (Европа)	1103	509	2994	46	17
Страны OECD (Тихоокеанский регион)	243	127	1270	52	10
Всего, страны OECD	2826	1,27	9	45	14
Переходные экономики (включая Россию)	2392	282	1410	12	20
Россия	852	155	871	18	19
Латинская Америка	2980	555	925	19	60
Китай	1920	204	1275	11	16
Восточная Азия	1197	80	800	7	10
Южная Азия	958	110	611	11	18
Средний Восток	218	15	500	7	3
Африка	1888	69	406	4	17
Всего, развивающиеся страны	9161	1033	4491	11	23
Всего в мире	14379	2584	14356	18	18

Однако следует отметить, что развитые страны придерживаются разных стратегий в отношении гидроэнергетики, в зависимости от ее потенциала и роли в национальной стратегии электрообеспечения экономики. Например, в Канаде и Норвегии, где потенциал гидроресурсов чрезвычайно высок и, в отличие от России, сосредоточен вблизи районов эконо-

мической активности, доля гидрогенерации доминирует в структуре выработки электроэнергии, при этом выработка ГЭС активно участвует в покрытии базовой части графика электрической нагрузки, способствуя общесистемному снижению стоимости вырабатываемой в этих странах электроэнергии. Так, в Канаде на ГЭС вырабатывается более 350 млрд. кВт. ч ежегодно, или 27% национального объема потребляемой первичной энергии, в Норвегии – более 130 млрд. кВт. ч, или почти 70%. Отметим также Бразилию с производством более 290 млрд. кВт. ч, или 36%.

В то же время в США ГЭС страны производят лишь 2,5% суммарного потребляемого объема электроэнергии, что, однако, составляет свыше 260 млрд. кВт. ч, а в Японии – 4% при суммарном объеме около 100 млрд. кВт. ч.

В США такие пропорции предопределены особенностями принятой стратегии энергообеспечения и поддерживаются завышенной стоимостью ввода новых установленных мощностей ГЭС за счет сложности и длительности процедуры лицензирования при жестких экологических ограничениях. Реальная стоимость ввода 1 МВт установленной мощности гидрогенерации в США сопоставима или меньше стоимости ввода 1 МВт установленной мощности тепловой генерации (огневой и атомной), однако номинальная стоимость ввода 1 МВт установленной мощности гидрогенерации искусственно завышена (с учетом реальных затрат и правительственных дотаций) до уровня стоимости ввода 1 МВт установленной мощности на других видах возобновляемых ресурсов (ветер, солнце, геотермальные), что стимулирует их развитие.

Таким образом, государство оставляет за собой право решать инвестировать в освоение гидропотенциала сейчас или в будущем. Искусственно завышая стоимость ввода новой мощности и стоимость генерации электроэнергии на ГЭС, государство решает еще одну задачу – повышает инвестиционную привлекательность проектов модернизации оборудования существующих ГЭС по сравнению с вводами новых.

Из приведенных данных вытекает, что в мировом сообществе не существует единого взгляда на гидроэнергетику, и перспективы ее развития в разных странах определяются существующим потенциалом этой отрасли и его территориальной структурой, доступностью альтернативных источников сырья, экологическими ограничениями и рядом других факторов. Например, при практическом исчерпании гидроэнергетического потенциала Европы ставка будет делаться на ресурсы ветра, приливов и энергии, волн, использования биомассы и фотоэлектричества. Однако в целом в мире гидроэнергетика продолжит активно развиваться в силу своих естественных преимуществ: значительно бо-

лее низкой нагрузки на окружающую среду (в связи с отсутствием выбросов вредных веществ в атмосферу), относительно низкой стоимости выработки энергии и независимости от исчерпаемых источников сырья. Международные исследования¹ свидетельствуют, что в предстоящие 10 лет 22% из 695 ГВт новых вводов генерирующих энергетических мощностей, планируемых генерирующими компаниями, придется на долю ГЭС (см. рис. 1.1).

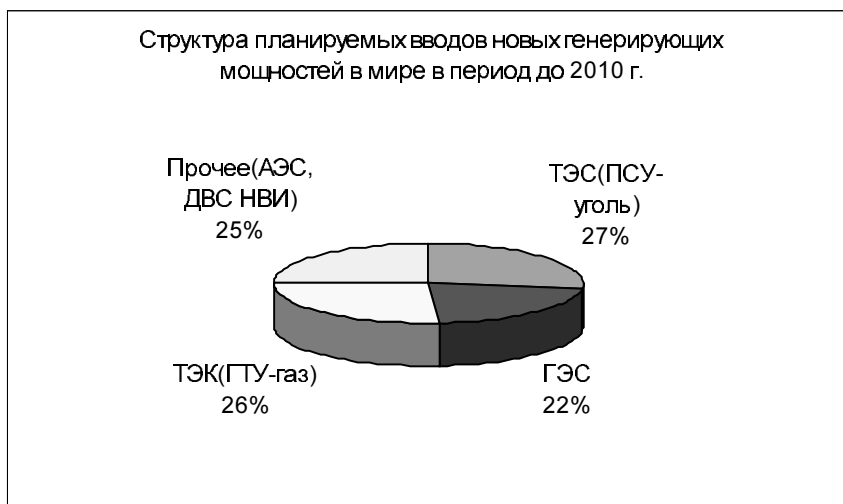


Рис. 1.1. Структура планируемых вводов новых генерирующих мощностей в мире в период до 2010 г.

Рассмотрим основные условия развития гидроэнергетики в РФ.

В настоящее время в России действует 98 гидроэлектростанций с суммарной установленной мощностью 44 млн. кВт, что составляет примерно 23% в структуре установленной мощности электростанций в целом по стране. Ежегодная выработка электроэнергии на ГЭС составляет (в зависимости от водности года) 150—170 млрд. кВт.ч, или около 15% общего ее производства в стране, что позволяет в среднем за год экономить около 20 млн. т органического топлива.

Достиженные гидроэнергетикой РФ рубежи являются следствием достаточно длительной истории ее развития, в ходе которой можно вы-

¹ Utility Data Institute.

делить четыре характерных этапа, различающихся условиями реализации, целями, методами их достижения, ограничениями и полученными результатами. На первом из них (1926—1941 гг.) реализовалась «точечная» стратегия развития отрасли в рамках плана ГОЭЛРО, которая предусматривала сооружение единичных гидроузлов на лучших створах с минимизацией протяженности ЛЭП в рамках ограниченных инвестиционных ресурсов. Путем строительства гидротехнических сооружений одновременно решались задачи развития транспортной инфраструктуры страны, водообеспечения городов.

На втором этапе (1945—1965 гг.) реализовывалась преимущественно «каскадная» стратегия, в рамках которой осуществлялось сооружение крупных ГЭС по каскадному принципу (Волжско-Камский каскад ГЭС, Волжские ГЭС в Жигулевске и в Волжском), Цимлянская и Саратовская ГЭС и др. Эта стратегия во многом была вынужденной из-за отсутствия достаточных запасов нефтегазовых ресурсов и неразвитости атомной энергетики в тот период. Кроме того, она характеризовалась значительными экономическими и экологическими издержками в виде затопления значительных потенциально полезных и обжитых территорий.

На третьем этапе (1965—1990 гг.) развитие гидроэнергетики происходило в основном в рамках «территориальной» стратегии, характерной особенностью которой было строительство гидроэнергетического каскадного комплекса для энергоснабжения на территориях активного экономического освоения (в первую очередь Сибири). В частности, на базе организации поставок дешевой электроэнергии одноименных ГЭС были созданы Братский, Усть-Илимский, Красноярский, Саянский и другие территориально-промышленные комплексы. Данная стратегия сохраняет свое значение и в настоящее время в рамках решения проблем освоения природных ресурсов Сибири и Дальнего Востока и решения на этой основе проблем экономического развития России.

В 1970—1990 гг. в РФ параллельно реализовалась и «технологическая» стратегия, целью которой было строительство гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций как ключевого инструмента оптимизации графика нагрузки национальной энергосистемы. Эта стратегия обуславливалась суточными колебаниями нагрузки на энергосистему, вызванными превышением установленной мощности тепловых и атомных станций над минимальной мощностью, потребляемой в ночные часы.

Для компенсации неравномерности графика нагрузки в энергосистемах с эффективными крупными тепловыми генераторами, покрывающими основную – базовую часть графика, потребовалось наличие высокоомобильных генераторов для покрытия пиковой части. В энергосистемах Европы и Северной Америки для этих целей стали использо-

вать гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), доля установленной мощности которых достигла 5—10% от совокупной.

Заметим, что для решения этой проблемы в Европейской части России, на первом этапе, оказалось достаточно изменить диспетчерские графики нагрузки действующих ГАЭС, доля которых в структуре установленной мощности энергосистем составила 7—17%. На втором этапе в Европейской части России было запроектировано строительство ряда крупных гидроаккумулирующих станций (Загорская, Ленинградская, Ставропольская, Центральная), из которых в настоящее время введена в эксплуатацию только Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт. В Сибири, где доля ГАЭС в структуре установленной мощности энергосистем была достаточно высока (около 48%), строительство ГАЭС было неактуальным.

Стратегия использования действующих ГАЭС в целях компенсации неравномерности графика нагрузки сохраняет свою актуальность и сейчас, так как в последнее десятилетие XX в. потребление электроэнергии в России неуклонно сокращалось, что усилило неравномерность графика нагрузки в электросистемах, особенно, в Европейской части страны.

Следует отметить, что основными факторами, определяющими привлекательность этой отрасли в электроэнергетическом комплексе РФ, является ее высокий потенциал и эффективность.

Экономически эффективный потенциал освоения гидроресурсов для целей выработки электроэнергии в России (т.е. тот потенциал, затраты на освоение которого окупаемы при предложении о стоимости выработки электроэнергии в пределах 7—8 центов за кВтч) оценивается в 850 млрд. кВтч. Россия обладает вторым по величине гидропотенциалом в мире после Китая. В начале XXI в. его общая освоенность составляет 19%. Более полное его освоение сдерживает неравномерное территориальное распределение гидропотенциала: если в европейской части страны этот показатель составляет 46,4% (т.е. степень освоения высока), то в Сибири – только 19,8%, а на Востоке страны – всего 3,4% (см. табл. 1.4).

Таблица 1.4

Гидроэнергетический потенциал России

	Гидроэнергетический потенциал, млрд. кВтч/г	Освоено действующими ГАЭС, млрд. кВтч/г	Освоено действующими ГАЭС, %
Россия в целом	852 (1015)*	155 (166)	18,2
Европейская часть	131	61	46,4
Сибирь	427	85	19,8
Дальний Восток	294	10	3,4

Данные РАО «ЕЭС России», * – оценка Международного энергетического агентства.

Неравномерность распределения гидропотенциала по территории страны диктует необходимость построения различных территориальных стратегий его использования. Наибольшая часть гидропотенциала сосредоточена в регионах, уровень экономического развития которых отстает от Европейской части России и в долгосрочной перспективе (15—20 лет) там не прогнозируется значительного прироста спроса на электроэнергию, а кроме того, доля гидровыработки в структуре производства электроэнергии значительна (как, например, в Центральной и Восточной Сибири), что ограничивает возможности для использования выработки тепла на ТЭЦ для целей отопления в зимний период.

Стратегия освоения Сибирского гидропотенциала для переброски ресурсов в европейские регионы страны также неэффективна из-за больших потерь при передаче электроэнергии на чрезмерно дальние расстояния.

С другой стороны, в наиболее промышленно развитых районах страны (Европейской части) уровень освоения гидропотенциала высок (почти 50%), а неиспользованный потенциал освоения гидроресурсов распределен неравномерно и сосредоточен лишь отдельных территориях (Кавказ, Северо-Запад, Пермская область), при этом значительная часть его существует в виде потенциала малых рек. Основные речные бассейны региона уже освоены при выработке электроэнергии на крупных ГЭС. В этих условиях можно рассматривать только стратегии повышения эффективности использования водных ресурсов существующими крупными гидроэлектростанциями в отличие от строительства новых.

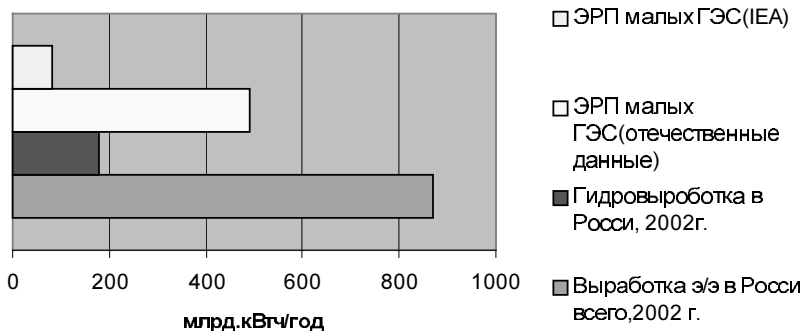


Рис. 1.2. Экономически реализуемый потенциал (ЭРП) гидроэнергетики в России

От 10 до 30% всего национального гидроэнергетического потенциала составляет потенциал малых рек, оцениваемый от 80 до 493 млрд. кВт.ч в год. Реализация этого потенциала будет наиболее эффективной в случае создания системы дистанционного управления их режимами, что можеткратно увеличить гидровыработку в стране. Удельная стоимость ввода 1 кВт установленной мощности в России для малых ГЭС составляет 1000—1200 долл., а для микро-ГЭС, работающих изолированно, — 600—700 долл., тогда как в Европе удельная стоимость вводов равна 1500—1800 долл.

Огромным инвестиционным преимуществом малых ГЭС является широкая распространенность малых водотоков, в том числе и на территории Европейской части России, обилие низконапорных гидротехнических сооружений, не используемых в настоящее время для гидрогенерации.

Возможности расширенного строительства малых ГЭС привлекательны еще и тем, что они, в большинстве случаев, являются наиболее доступным решением для электрификации или замещения дизельной генерации в труднодоступных районах страны, администрации которых тратят значительную часть своих бюджетов на топливо для выработки электроэнергии на дизельных электростанциях (Камчатка, Тува, Алтай), и где сосредоточены основные неиспользуемые ресурсы гидрогенерации. Малые гидростанции обладают рядом дополнительных инвестиционных преимуществ по сравнению с крупными: а) возможность освоения существующих плотин существенно сокращает капитальные затраты; б) короткие сроки освоения инвестиций; в) широкая география неосвоенного гидропотенциала и возможность приоритетного выбора в пользу освоения наиболее инвестиционно привлекательных локаций.

Кроме того, в России, в отличие от большинства европейских стран, возможно продолжение развития «большой» гидроэнергетики: в настоящее время реализуется серия проектов по завершению начатых строительством в 70—90-е гг. прошлого столетия гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 6,5 ГВт (совокупная выработка электроэнергии – 11,7 млрд. кВтч), которые до сих пор не достроены. Это Богучанская, Бурейская, Усть-Среднекамская ГЭС (Сибирь и Дальний Восток); Аушигерская, Зарамагские, Зеленчукские и Ирганайская ГЭС на Кавказе. Строительство этих электростанций было начато еще во времена СССР, они находятся в различной степени готовности: например, первый гидроагрегат Ирганайской ГЭС был введен в действие в 2000 г., первые два гидроагрегата Бурейской ГЭС – в 2003 г. На многих строящихся гидроэнергетических объектах выполнены большие

объемы работ по основным сооружениям; по ряду гидроузлов готовность сооружений такова, что они могут быть введены в эксплуатацию (при условии выделения необходимых инвестиционных средств) в достаточно короткий период. В совокупности суммарный ввод гидроагрегатов на этих электростанциях в 2004—2006 г. составит 1,8 ГВт мощности с выработкой электроэнергии 5,7 млрд. кВтч., к 2009 г. – 4,1 ГВт.

Основная доля крупных ГЭС (3,7 ГВт) приходится на Восточный регион страны – Сибирь и Дальний Восток, что позволит в определенной мере повысить использование колоссального гидроэнергетического потенциала Сибири и Дальнего Востока. Развитие крупной гидроэнергетики в этом регионе призвано сыграть не только роль в электрообеспечении территорий, но и ключевую роль в качестве опорной региональной инфраструктуры, создающей основу для ускоренного экономического развития восточных регионов, включая содействие:

- ресурсному обеспечению развития и модернизации экономики Сибири и Дальнего Востока, достижению устойчиво высоких темпов регионального экономического роста;

- расширению занятости в этих регионах и содействие решению общенациональной проблемы оттока трудоспособного населения из восточных регионов страны;

- активному «провоцирующему» влиянию фактора строительства крупных ГЭС на развитие промышленности региона и реализацию проектов по сооружению крупных энергопотребляющих производств;

- обеспечению электробезопасности дальневосточного региона, преодолению ситуации воспроизводства региональных кризисов электроснабжения (ввод Бурейской ГЭС и соответствующих ЛЭП позволит наконец решить проблему энергоснабжения Дальневосточных регионов страны);

- созданию инфраструктуры энергообеспечения новых межрегиональных и интернациональных транзитных транспортных коридоров, сооружаемых в регионе.

К благоприятным условиям для реализации национального гидропотенциала России следует отнести и значительное число недоиспользуемых гидротехнических сооружений. В настоящее время в Российской Федерации создан и функционирует мощный водохозяйственный комплекс. Его основу составляют 65 тыс. объектов гидротехнического назначения. В комплекс входят 36 тыс. водозаборных и сбросных сооружений, около 10 тыс. км защитных дамб, водоградительных валов и 29 тыс. водохранилищ, прудов, накопителей жидких отходов с напорными гидротехническими сооружениями.

С учетом роста электрической нагрузки, расширения экспорта электроэнергии, обеспечения нормативного резерва и других факторов ввод мощности на электростанциях России за период 2001-2020 гг. может составить порядка 175 млн. кВт, в том числе на ГЭС и ГАЭС – 35 млн. кВт. При этом объемы вводов на замену устаревшего оборудования ГЭС должны составить 22,5 млн. кВт. Таким образом, в период до 2020 г. в России возможен прирост установленной мощности ГЭС/ГАЭС в 12,5 млн. кВт. (рис. 1.3).

Развитие гидроэнергетики в РФ означает общее удешевление издержек производства поставляемой на рынок электроэнергии. Без учета рентных факторов (по данным стоимости выработки электроэнергии федеральными электростанциями в 2003 г.) издержки выработки 1 киловатт-часа электроэнергии на ГЭС сегодня в России в 3,5 раза ниже выработки 1 кВт на АЭС, в четыре раза ниже издержек выработки 1 кВт.ч на газомазутных ТЭС и в 5,2 раза ниже выработки 1 кВт.ч на газоугольных ТЭС (с учетом дополнительных инвестиционных потребностей ГЭС эти цифры следует уменьшить до 1,3, 1,5 и 1,9 раза соответственно).

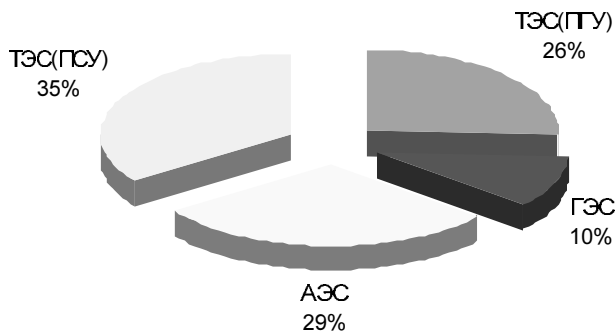


Рис. 1.3. Прогнозируемая структура прироста установочной мощности электростанций в России до 2020 г.
(без учета замены выбывающих мощностей)

Однако отметим, что увеличение совокупной мощности ГЭС может нарушить равновесие на рынке электроэнергии из-за влияния по-

годных условий. Сокращение выработки электроэнергии ГЭС в базовой части графика загрузки ведет к общесистемному повышению равновесной цены рынка: спрос на электроэнергию в зимний период существенно выше летнего, что ведет к значительному повышению равновесного уровня цен зимой даже в условиях оптимальной загрузки. В условиях дефицита предложения электроэнергии зимой (например, при сокращении участия ГЭС в покрытии базовой нагрузки в сверхмаловодный год либо в случае необходимости одновременного проведения аварийных ремонтов на множестве отработавших 100% парковый ресурс генераторах) зимние цены могут существенно превышать уровень летних равновесных цен.

Отметим также влияние гидроэнергетики на надежность энергосистем страны. Пока только крупные современные ГЭС, оснащенные системами АРЧМ (автоматическое регулирование частоты и мощности), в состоянии выполнять в России функции по обеспечению системной надежности производства и поставки электроэнергии стандартного качества (частота) в режиме реального времени. Объективные тенденции развития энергетики (переход от паросиловой технологии к ПГУ, развитие крупных угольных блоков с низкой маневренностью, экспансия строительства АЭС на крупных низкоомобильных блоках, рост средних КИУМ¹ и еще большее снижение мобильности тепловых генераторов, вывод из эксплуатации экономически неэффективных мощностей теплогенерации среднего и низкого давления с поперечными связями и ТЭЦ-90, способных частично разгружать систему) будут способствовать общему снижению маневренности системы. В связи с этим развитие гидроэнергетики является необходимым условием политики обеспечения надежности функционирования Единой энергосистемы России. В перспективе до 2015—2020 гг. роль гидроэнергетики в этом отношении практически безальтернативна. Благодаря этому гидроэнергетика будет играть особую функциональную роль и в оптовой торговле электроэнергией, обеспечивая своевременное покрытие пиковой части графика электрических нагрузок и таким образом сглаживая пиковые колебания цен.

Вместе с тем на пути развития гидроэнергетики (как в России, так и за рубежом) имеются достаточно серьезные препятствия. Главные из них обусловлены тем, что гидрогенерация является наиболее инерционным и капиталоемким сектором энергетики – объем вложений и сроки реализации инвестиционных проектов по строительству гидро-

¹ Коэффициент использования установленной мощности.

электростанций велики, а степень износа основных производственных фондов в секторе является сегодня самой высокой в электроэнергетике. Особенно остро проблема обновления фондов гидроэнергетики стала в РФ.

Ситуация в российской гидроэнергетике характеризуется выработкой 100% нормального паркового ресурса половины основного гидротурбинного и генерирующего оборудования ГЭС, наступлением пика потребности в модернизации основного генерирующего и электротехнического оборудования и в реновации основных гидротехнических сооружений.

Значительная часть существующих генерирующих мощностей страны уже перешагнула за границу нормального паркового ресурса и вырабатывает продленный парковый ресурс. По данным РАО «ЕЭС России», в 2000 г. достигли предельной наработки 22 млн. кВт мощности ГЭС (10% установленной мощности электростанций России) (рис. 1.4). К настоящему времени более 50% турбогенераторов гидроэлектростанций выработали свой проектный ресурс, к 2010 г. эта величина достигает 79%, а к 2020 г. – 97%.

Например, на Волжской ГЭС (г. Волжский) на сегодняшний день из 22-х гидротурбин ГЭС, отработавших нормативный срок службы, замену прошли только семь. Действующее генерирующее оборудование Верхневолжского гидроэнергетического каскада выпущено в 1940—1950 гг. Два энергоблока по 55 МВт были установлены в Угличе в 1940—1941 гг.; 6 таких же энергоблоков в Рыбинске – в 1941—1950 гг.

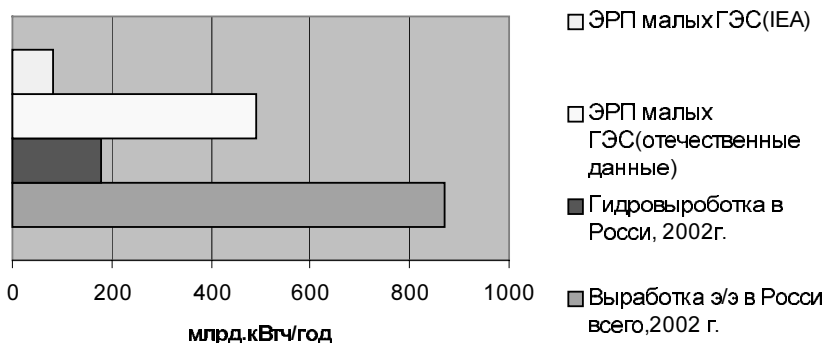


Рис. 1.4. Возрастная структура установленной мощности ГЭС и ТЭС, % от УМ на 1 января 2001 г.

Зейская ГЭС в последние годы подходит к пику затрат на обновление основных производственных фондов. Износ ОПФ по машинам и оборудованию к концу 2002 г. составил 74,8%, а к концу 2003 г. – 76%. С 2001 г. начал нарастать процесс выбытия основных фондов, введенных в эксплуатацию с пуском первого агрегата, максимум которого придется на 2005—2006 гг. Будет полностью амортизировано или подойдет к рубежу 100% амортизации оборудование станции, введенное в работу с первым гидроагрегатом в 1975 г. (оборудование релейных защит, автоматизированных систем управления связи, силовое электрическое оборудование), до 2007 г. подлежат реконструкции турбины 1, 4, 6 гидроагрегатов.

Для ГЭС, сроки эксплуатации которых превысили 40 лет, становится актуальной реновация основных гидротехнических сооружений, так как основные проектные характеристики рассчитывались на срок службы в 40-50 лет.

Проблемы старения оборудования в гидроэнергетике, в свою очередь, обостряют проблемы инвестированного обеспечения процессов развития этой отрасли. Очевидно, что ввиду гораздо меньших затрат стратегии обновления фондов ГЭС выглядят в ближайшей перспективе более привлекательными по сравнению со стратегиями строительства новых, особенно в условиях нехватки инвестиционных ресурсов. В связи с этим в намечаемых до 2020 г. вводах мощности ГЭС большая часть приходится на замену выработавшего свой срок оборудования действующих электростанций (5 млн. кВт в 2011—2015 гг. и до 15 млн. кВт в 2016—2010 гг.). К этому следует добавить и проведение на ряде ГЭС дорогостоящих ремонтов основных гидротехнических сооружений.

Однако существующая в настоящее время модель финансирования воспроизводства ГЭС характеризуется крайней ограниченностью источников финансирования модернизации основных производственных фондов и их расширенного воспроизводства. Простое воспроизводство фондов на действующих ГЭС и ГАЭС финансируется почти на 100% за счет собственных средств электростанций (на 80% за счет амортизационных отчислений и примерно на 20% — из прибыли). Строительство новых гидроэлектростанций осуществляется за счет централизованных инвестиционных средств РАО «ЕЭС России», консолидируемых в составе абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России.

Несмотря на проведенную в 2001—2002 гг. переоценку основных производственных фондов большинства ГЭС и рост объема амортиза-

ционных отчислений, они по-прежнему не покрывают потребностей предприятий сектора в инвестициях в простое воспроизводство ОПФ, а жесткое тарифное регулирование и увеличение с 1 января 2002 г. ставок водного налога сделали гидроэнергетику фактически бесприбыльным видом бизнеса, в связи с чем дополнительное финансирование потребностей в простом воспроизводстве ОПФ за счет прибыли стало практически невозможным.

Бюджетные средства, направляемые на финансирование воспроизводства ГЭС в рамках федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика», были в последние годы минимальными и составляли менее 10 млн. долл. в год. Очевидно, что в дальнейшем расширение направления бюджетных средств на финансирование развития гидроэнергетики не будет значительным, в связи с тем, что инвестиции в реальный сектор экономики пока не относятся к числу приоритетов бюджетной политики государства.

Возможность для прямых частных инвестиций в гидрогенерирующие компании ограничена в настоящее время намерением государства сохранить контрольные доли в капиталах компаний, владеющих гидроэлектростанциями, что получило отражение в федеральных законах по реформированию электроэнергетики, принятых в марте 2003 г. (ст. 9 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»). Исключения составляют только ГЭС Ангарского каскада, входящие в имущественный комплекс ОАО «Иркутскэнерго», где государству принадлежат 40% акций (остальной пакет – частным инвесторам), а также ОАО «Красноярская ГЭС», находящаяся под контролем частных акционеров.

Таким образом, гидроэнергетика стоит перед нелегким выбором в отношении поиска источников финансирования процесса воспроизводства: потребности сектора в модернизации являются наиболее острыми среди всех сегментов производства электроэнергии, привлечение в сектор прямых инвестиций остается под вопросом в связи с положениями нового энергетического законодательства о сохранении государственного контроля над ГЭС. В целом, для гидроэнергетики основными источниками финансирования являются – тарифы (закладывается инвестиционная составляющая разница по сравнению со среднеотраслевым уровнем), плата за присоединение для сетевых компаний, бюджет и специальные инвестиционные фонды, заемные средства, дополнитель-

ные эмиссии и в определенных пределах частные инвестиции. Соотношение между этими источниками зависит от выбранной модели инвестирования. Однако на эффективность развития объектов гидроэнергетики и привлечение заемных средств в отрасль негативно влияют многочисленные риски, усиливающиеся из-за противоречивости текущих условий функционирования ее объектов, инвестиционной деятельности в секторе.

Создание условий для повышения эффективности развития гидроэнергетического сектора в последнюю очередь потребует поиска механизмов снижения этих рисков, состав которых более подробно рассмотрен в следующем разделе.

1.3. Риски функционирования и развития гидроэнергетики

Производственная и коммерческая деятельность любого предприятия характеризуется возможностями изменения условий его функционирования и развития, часто негативно сказывающихся на конечных результатах его деятельности в виде снижения дохода и прибыли, сокращения его активов и других потерь. Негативное изменение условий деятельности обычно связывается с проявлением неблагоприятных событий, время возникновения которых, продолжительность и сила воздействия на результаты предприятия имеют случайный характер. В этой связи специалисты часто говорят о неопределенности условий деятельности предприятия [56, 121], которая не позволяет однозначно утверждать, что запланированные ее результаты будут достигнуты даже при точном следовании планам, составленным в соответствии с предполагаемыми ожидаемыми характеристиками этих условий.

Отклонение в «худшую сторону» фактически полученного результата деятельности от запланированного из-за случайных воздействий неблагоприятных событий в современной экономике определяют с помощью понятия «риска». В общем случае уровень риска зависит от качества планирования и управления деятельностью предприятия, связываемого с обоснованностью и точностью определения ее условия, и мер, принимаемых с целью снижения уровня негативных воздействий на ее результаты. Иными словами, предприятие в ходе своего функционирования и развития должно адекватно оценивать и учитывать сопровождающие риски и правильно реагировать на них, поскольку игнорирование риска может привести к еще более худшим последствиям. Все это предопределяет необходимость включения в структуру управления

предприятий специальных элементов (подразделений), занимающихся вопросами оценки и управления рисками. Эта область управления опирается на достижения риск-анализа. Более подробно ее особенности будут рассмотрены в соответствующем разделе. Здесь же отметим основные принципы, лежащие в основе обоснования и выбора методов управления рисками.

Принцип измеримости риска. В основе всех теоретических концепций риск-анализа в экономической сфере лежит принцип измеримости риска, т.е. возможность представления его уровня в экономических показателях ущерба, потерь, как правило, имеющих стоимостную форму. При этом уровень риска связывается с двумя характеристиками – вероятностью проявления события определенной силы и уровнем наносимого им ущерба. Это позволяет сформировать для событий разных типов и классов соответствующие им законы распределения ущербов и определить базовую характеристику риска в виде математического ожидания ущерба – «средний риск».

Принцип субъективности риска. На практике руководство предприятия, имея в виду известное или предполагаемое распределение потерь, может ориентироваться на больший или меньший их ожидаемый – квантиль риска. В финансовой сфере, например, часто ориентируются на 95% квантиль и т.д. Выбор квантиля связывается с отношением менеджмента предприятия к риску. В этой связи особенно при спекулятивном риске, когда риск потери соседствует со значительным выигрышем, если неблагоприятное событие не произошло, более рискованные менеджеры ориентируются при принятии решений на меньшую величину квантиля, рассчитывая получить больший доход от более рискованных операций, более осторожные — на больший квантиль (пример, вложения в менее доходные, но и менее рискованные активы).

Аналогичная ситуация может иметь место и при чистом риске, когда предприятие находится под риском понести потери от события, но возможности получения спекулятивной прибыли при этом отсутствуют (пример, риски природных катастроф, социальных конфликтов и др.). В этом случае выбор менее осторожной стратегии может принести экономию в виде снижения уровня рискозащитных затрат.

Из приведенных рассуждений вытекает, что величина риска является субъективной характеристикой, зависящей от отношения к нему лиц, принимающих решения.

3. Принцип «приемлемого риска». При выборе стратегии управления риском теория риск-анализа исходит из предположения об экономической целесообразности осуществления затрат на его снижение.

Нет никакого смысла вкладывать средства в управление риском, если их размер превосходит величину его снижения. При этом часто возникает проблема оценки достаточной величины этих затрат, поскольку обычно с их увеличением уровень предпринимательского риска снижается, но одновременно снижается и уровень прибыли от предпринимательской деятельности, так что защита может оказаться экономически нецелесообразной.

Выбор стратегии защиты от существующих в ходе реализации предпринимательской деятельности опасностей, минимизирующей совокупные издержки предприятия, определяемые в виде суммы ожидаемых потерь от проявления неблагоприятных событий и затрат на защитные мероприятия от них, и характеризуют экономически эффективное решение проблемы управления предпринимательскими рисками. При этом следует иметь в виду, что принятие защитных мер не гарантирует нулевой уровень потерь в случае проявления неблагоприятного события (обычно речь идет о снижении их величины), а понесенные затраты на реализацию этих мер не окупаются, если событие не имело место. Вследствие этого эффективность рискозащитных мер имеет ожидаемый, а не абсолютный характер. В теории и практике управления рисками существуют различные классификации мер по их снижению. Например, в работе [76] выделено шесть основных типов мер:

- страхование (распределение ответственности между большим числом экономических агентов);
- хеджирование (снижение или полное устранение риска путем заключения уравновешивающей сделки);
- самострахование (создание собственного резерва средств для покрытия непредвиденных потерь);
- диверсификация (распределение видов деятельности, контрагентов между независимыми их видами, группами);
- минимизация (принятие мер, способных уменьшить вероятность неблагоприятного события, снизить размер ущерба от него);
- избегание, уклонение (выбор поведения, ситуаций, которые характеризуются меньшим уровнем риска).

При получении и обосновании мер по управлению рисками на практике принимаются во внимание следующие факторы и определяющие их характеристики:

Тип события, его возможная сила, мера возможности его проявления, обычно характеризуемая уровнем соответствующей вероятности.

Уровень ущерба, который может быть нанесен объекту в результате проявления соответствующего события определенной силы.

Перечень мероприятий, которые могут снизить либо вероятность проявления события, либо величину наносимого им ущерба, и уровень затрат, необходимых для их реализации, а также оценки достигнутых вследствие их внедрения результатов.

Уровень затрат на ликвидацию последствий проявления событий в случаях принятия и непринятия соответствующих мер.

Ожидаемые размеры прибыли, которую получают предприниматели в случаях принятия и непринятия защитных мер от неблагоприятного события.

Отношение предпринимателей к риску, которое обычно определяется через их готовность выбрать более рискованные стратегии в надежде получить большую прибыль.

Степень надежности, достоверности информации о факторах и показателях (т.е. вероятностях и ущербах), приведенных в п. 1—5, которую обычно определяют обратным показателем – степенью ее неопределенности.

В общем случае состав рассмотренных факторов и уровень характеризующих их показателей тесно связаны с особенностями предпринимательской деятельности и среды, в которой она осуществляется. Сочетание этих особенностей предопределяет специфику рисков или «рискового потока», характерных для данного вида деятельности, а в совокупности – содержание рискозащитных стратегий.

Вместе с тем в научной литературе используется ряд вполне определенных принципов, которые могут быть положены в основу классификации рисков и соответственно использоваться при разработке стратегий защиты от них [32, 33, 38, 120]. Риски классифицируются:

1. По характеру угрозы, во-первых: а) на внешние, т.е. практически неуправляемые, от которых, в основном, можно только защищаться, но не воздействовать на их уровень; б) на внутренние, т.е. уровнем которых можно управлять; во-вторых, по типу неблагоприятного события: макроэкономические (неблагоприятные изменения макроэкономической конъюнктуры); валютные (неблагоприятные изменения курсов валют); страновые (неблагоприятные изменения условия деятельности в стране, например, налоговые и таможенные ставки и пошлины, угрозы социальных конфликтов, споры экономического курса и т.п.); природные (катаклизмы и катастрофы природного характера); техногенные (производственные аварии и катастрофы); рыночные (неблагоприятные изменения цен на продукцию, сырье, договорных отношений с поставщиками и потребителями и т.п.); управленческие (обусловленные принятием неоптимальных и даже ошибочных решений, конфликтами ме-