

С.В. Соболев, И.С. Соболев, А.Н. Ежков

ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Учебное пособие



Нижний Новгород
2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»

С.В. Соболев, И.С. Соболев, А.Н. Ежков

ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Утверждено редакционно-издательским советом университета
в качестве электронного учебного пособия

Нижегород
ННГАСУ
2016

ББК 38.73
О 75

Публикуется в авторской редакции

Рецензенты:

Иудин Д.И. – доктор физико-математических наук, профессор (ННГУ)
Липатов И.В. – доктор технических наук, профессор (ВГУВТ)

Соболь С.В. Основы энергетического строительства [Электронный ресурс]: учебн. пособие /С.В. Соболь, И.С. Соболь, А.Н. Ежков; Нижегород. гос. архитектур.- строит. ун-т – Н. Новгород: ННГАСУ, 2016. – 160 с. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM)/ ISBN 978-5-528-00172-2

Изложены основы энергетического строительства в части электроэнергетики, включающие сведения о теплоэлектроэнергетике, атомной электроэнергетике, гидроэлектроэнергетике больших и малых рек, нетрадиционных возобновляемых источниках электроэнергии, принципах работы и конструктивных решениях электростанций, их воздействии на окружающую среду, состоянии и перспективах развития электроэнергетики в России.

Пособие предназначено обучающимся в бакалавриате для изучения дисциплины «Основы энергетического строительства» по направлению подготовки 08.03.01 Строительство, профиль Строительство инженерных, гидротехнических и природоохранных сооружений. Включает материал лекций и практических занятий. Призвано способствовать активизации самостоятельной работы студентов.

Ил. 96, табл. 29, библиогр. назв. 73.

ББК 38.73

Объем данных: 54,5 МБ
Минимальные системные требования:
процессор Pentium III,
оперативная память 256 МБ,
операционная система Microsoft®Windows XP.
Браузер v.6.

ISBN 978-5-528-00172-2

© С.В. Соболь, И.С. Соболь, А.Н. Ежков, 2016
© ННГАСУ, 2016.

Содержание

Введение.....	4
1. Энергетика в России.....	5
1.1. Виды энергетики. Электроэнергетика.....	5
1.2. Структура потребления и производства электроэнергии.....	9
1.3. Перспективы развития электроэнергетики.....	13
2. Теплоэлектроэнергетика.....	17
2.1. Тепловые электрические станции (ТЭС).....	17
2.2. Воздействие ТЭС на окружающую среду.....	21
2.3. Развитие теплоэлектроэнергетики.....	32
3. Атомная электроэнергетика.....	35
3.1. Атомные электрические станции (АЭС).....	35
3.2. Перспективы атомной электроэнергетики.....	44
3.3. Воздействие АЭС на окружающую среду.....	51
4. Гидроэлектроэнергетика больших рек.....	61
4.1. Гидроэнергетический потенциал больших рек.....	61
4.2. Гидроэлектрические станции (ГЭС).....	65
4.3. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).....	82
4.4. Воздействие ГЭС на окружающую среду.....	86
4.5. Перспективы гидроэлектроэнергетики.....	101
5. Использование водной энергии малых рек.....	108
5.1. Гидроэнергоресурсы малых рек.....	108
5.2. Малые гидроэлектростанции (МГЭС).....	112
5.3. Строительство МГЭС.....	115
6. Перспективы приливной электроэнергетики.....	120
6.1. Приливные электрические станции (ПЭС).....	120
6.2. Потенциал приливной энергии и возможности его использования.....	125
7. Возможности нетрадиционной электроэнергетики.....	129
7.1. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и их воздействие на окружающую среду.....	129
7.2. Развитие электрогенерации на основе ВИЭ.....	134
7.3. Нереализованные проекты нетрадиционной электроэнергетики....	143
8. Гидроэлектрификация России.....	148
Контрольные вопросы-задания по дисциплине «Основы энергетического строительства».....	154
Список использованных источников.....	155

Введение

В 2015 г. утвержден Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования по направлению подготовки 08.03.01 Строительство, уровень бакалавриата (приказ Минобрнауки от 12.03.2015 г. № 201). Согласно этому стандарту Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет» (ННГАСУ) ведет подготовку бакалавров по профилю «Строительство инженерных, гидротехнических и природоохранных сооружений». В учебном плане ННГАСУ предусмотрена дисциплина «Основы энергетического строительства», изучаемая студентами в 5 семестре. Пособие содержит лекционный курс и материал для практических занятий по этой дисциплине.

В пособии изложены основы энергетического строительства в части электроэнергетики, включающие сведения о теплоэлектроэнергетике, атомной электроэнергетике, гидроэлектроэнергетике больших и малых рек, нетрадиционных возобновляемых источниках электроэнергии, принципах работы и конструктивных решениях электростанций, их воздействии на окружающую среду, состоянии и перспективах развития электроэнергетики в России.

Дисциплина актуальна для изучения, так как в стране уделяется непреходящее внимание развитию энергетического строительства и в этой сфере с желанием и успехом адаптируются выпускники нашего вуза.

Лекционный курс, изложенный в пособии, имеет определенную направленность на поддержку студентов в расширении кругозора с тем, чтобы у них открылось больше возможностей для выбора индивидуальной траектории завершения образования. Пособие будет полезным для самостоятельных занятий. Приведенные в пособии контрольные вопросы помогут студентам закрепить в памяти изученный материал.

1. Энергетика в России

1.1. Виды энергетики. Электроэнергетика.

Отрасль экономики, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу, использование различных видов энергии, называется **энергетикой** [1]. Антропогенная энергетика, т.е. механизм преобразования энергии, созданный человеком для своей жизнедеятельности, охватывает всю нашу планету. На космическом уровне антропогенная энергетика фактически неразличима, она составляет менее двух десятитысячных энергии Солнца, поступающей на Землю. На планетарном уровне антропогенная энергетика достаточно заметна, она достигает почти 5 % энергии процессов фотосинтеза, обеспечивающих жизнь на Земле. Наконец, антропогенная энергетика в 15 раз превышает совокупную энергию всех живущих на Земле людей и в 60 раз – их общую мощность. За период с 1860 г. до начала XXI в., когда на смену традиционным дровам (рис. 1) и двигательной силе животных пришел уголь и паровые машины, затем нефть и двигатели внутреннего сгорания и наступил век электричества, статистика зафиксировала увеличение среднего по миру душевого производства энергии с 0,29 до 1,68 тонн нефтяного эквивалента (ТНЭ) в год. По прогнозу Международного энергетического агентства дальнейший спрос на энергию в мире увеличится в полтора раза за период 2005–2030 гг. и к 2050 г. – почти вдвое, хотя мировые финансово-экономические кризисы могут существенно понизить прогнозные цифры [2; 3].

Важнейшей частью энергетики является **электроэнергетика** [1].

Электричество сегодня проникло во все поры нашего бытия. 25 мая 2005 г. в г. Москве вышла из строя электроподстанция «Чагино». В результате столица России и еще 24 города Московской, Калужской и Тульской областей остались без электричества. Не работал электротранспорт – пригородные поезда, метро, трамваи и троллейбусы, светофоры, лифты, телефоны, интернет, водопровод, канализация. Из тоннелей метрополитена были эвакуированы 2 000 пассажиров. Из застрявших лифтов – 150 000 человек. Из-за аварии в р. Москву было

сброшено 150000 м³ неочищенных сточных вод с Курьяновской станции аэрации. Убытки в промышленности, сельском хозяйстве и торговле составили около 30 млрд руб. Москвичи вернулись к нормальной жизни через сутки, когда была устранена авария.

Электроэнергия, как известно, вырабатывается тепловыми, атомными, гидравлическими электростанциями, а также ветровыми, солнечными, геотермальными и др., использующими невозобновляемые (ископаемое топливо) и возобновляемые (энергию падающей воды, ветра, солнца, тепло недр Земли) источники энергии.

У российской энергетики (рис. 2) есть специфика в плане расходования ископаемого топлива: на непосредственное получение электроэнергии топлива идет относительно мало, всего 13 %, значительно большее количество его идет на обеспечение страны теплом. Россия – единственная за все времена империя, возникшая в северных широтах. У нас нет ни одного предприятия и поселка без котельной, в отличие от почти всего остального мира.



Рис.1 Дрова

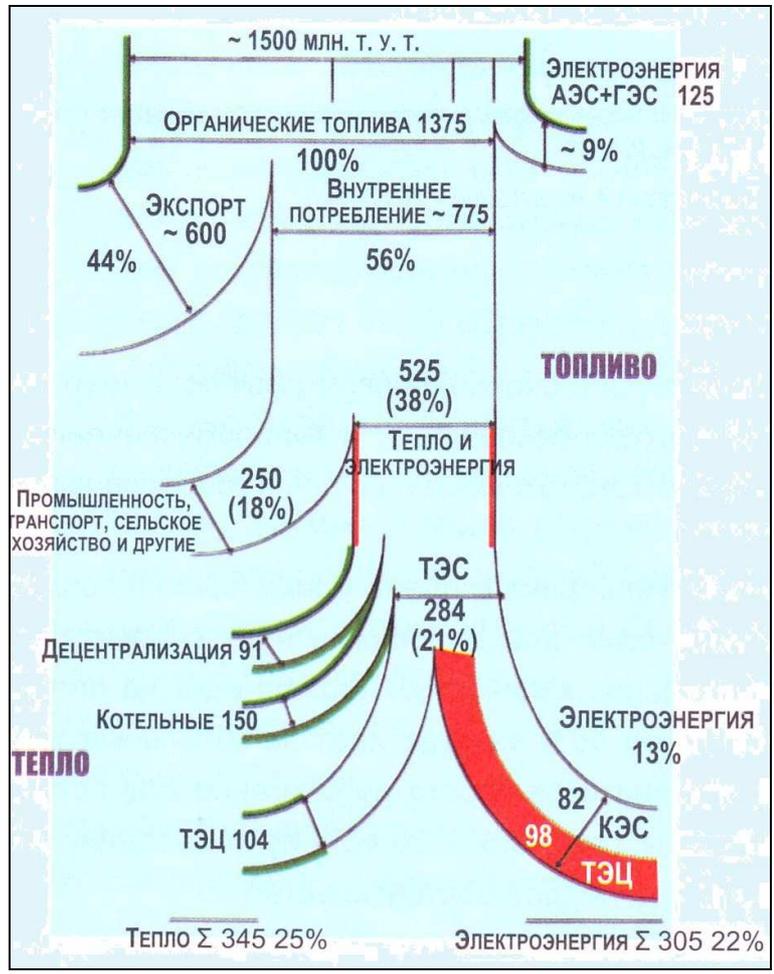


Рис. 2. Энергетика России [5]

1.2. Структура потребления и производства энергии

Установленная мощность электростанций в России по состоянию на 1 января 2010 г. составляла 219 млн кВт, в том числе: ТЭС – 66,6 %; ГЭС – 21 %; АЭС – 10,9 %; остальные – 1,4 % [4; 5]. В табл. 1 показано примерное распределение этой мощности по регионам страны.

Таблица 1

Распределение мощности электростанций (2000 г.) по регионам России [6]

Район энергосистемы	Установленная мощность электростанций		
	всего, МВт	ТЭС и АЭС, %	ГЭС, %
Центр	52 451,9	91,1	8,9
Средняя Волга	23 910,5	73,9	26,1
Урал	41 049,7	95,8	4,2
Северо-Запад	19 468,6	99,1	0,9
Западная Сибирь	45 292,8	50,8	49,2
Восточная Сибирь и Дальний Восток	12 371,8	75,8	24,2
Северный Кавказ	10 850,9	77,3	22,7
Всего	205 396,2	78,4	21,6

Из общего количества электроэнергии 953 млрд кВт·ч, выработанной в 2005 г., пришлось: на тепловые электростанции – 66 % (работающие на газе – 46 %, на угле – 17 %, на нефти – 3 %); на атомные электростанции – 16 %; на гидроэлектростанции – 18 %; на остальные – менее 0,5 % [5].

Примерно такое процентное соотношение выработки электроэнергии в стране сохраняется уже не первый десяток лет (табл. 2).

Таблица 2

Выработка электроэнергии в Российской Федерации [7; 8; 4]

Годы	Выработка электроэнергии		
	всего, млрд кВт·ч	в том числе ГЭС	
		млрд кВт·ч	%
1990	1 082	167	15,4
1995	860	176	20,4
2000	878	165	18,8
2005	953	175	18,3
2010	1004	184	15,7
2015	1366	205	15,0

С 1 июля 2008 года в результате реорганизации РАО «ЕЭС России» были сформированы основные организации электроэнергетической отрасли:

- ОАО «ФСК ЕЭС» – оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям, относящимся к ЕНЭС;
- ОАО «СО ЕЭС» – оказание услуг по диспетчеризации;
- ТГК/ОГК (20 компаний) – выработка электрической энергии на тепловых электростанциях;
- ОАО «РусГидро» – выработка электрической энергии на гидроэлектростанциях;
- ОАО «МРСК Холдинг» – оказание услуг по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям;
- ОАО «РАО ЭС Востока» – все компании электроэнергетики Дальнего Востока. За государством закреплено от 52% до 100% акций ОАО. Кроме того действуют независимые компании: Янтарьэнерго, Якутскэнерго, Дальневосточная энергетическая компания, Татэнерго, Башкирэнерго, Иркутскэнерго, Новосибирскэнерго.

В электросетевом хозяйстве страны протяженность ЛЭП 0,4 кВ составляет 737 тыс. км, ЛЭП 6-35 кВ – 663 тыс. км, ВВ ЛЭП 110 -1150 кВ – 442 тыс. км. Потери электроэнергии в сетях находятся в диапазоне от 7% (ЛЭП 0,4 кВ) до 36 % (ЛЭП 35-110 кВ).

В структуре потребления электроэнергии выделяются промышленность – 36 %, топливно-энергетический комплекс – 18 %, жилой сектор – 15%. Очевидно, что в России есть необходимость существенной рационализации электропотребления (рис. 3). Например, около 5 % вырабатываемой в стране электроэнергии тратится на электроосвещение. Электрические лампы накаливания выпускаются в мире с 1879 г. по патенту Т. А. Эдисона, американского изобретателя и предпринимателя, иностранного почетного члена Академии наук СССР с 1930 г. [1; 3]. Около 20 лет назад в продаже появились компактные люминесцентные лампы, которые при той же яркости берут в 3–5 раз меньше электроэнергии, чем лампы накаливания, а срок службы у них в 5–15 раз дольше. В Евросоюзе с 2009 г. начала вводиться отмена ламп накаливания. В этом направле-

нии делает шаги и Россия, следуя Федеральному закону №261–ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации» [72]. Внедрение энергоэффективного освещения даст возможность сбережения 60 % электроэнергии в данном сегменте ее потребления. Следующий этап прогресса–переход на светодиоды–позволяет поднять энергоэффективность на порядки [9]. Только бы не в ущерб здоровью людей.

Между тем стоимость электроэнергии в России к концу 2011 г. соответствовала самому высокому уровню в мире (рис. 4), что лишает бизнес страны конкурентного преимущества [10].

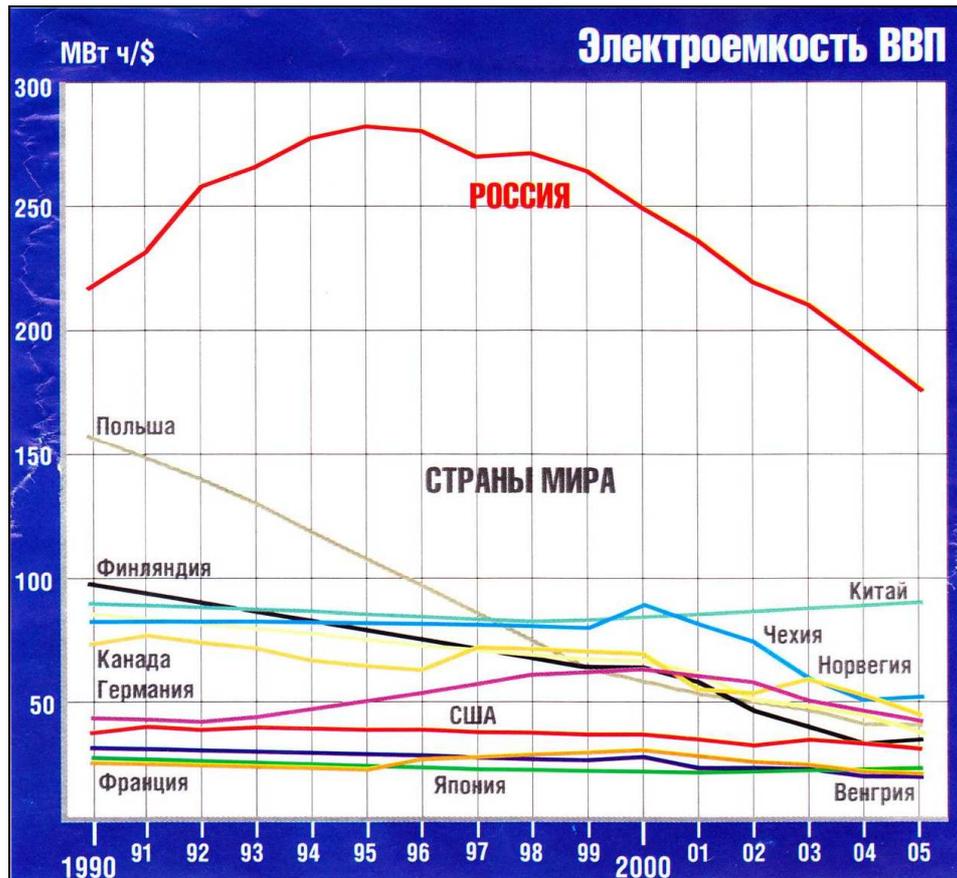


Рис. 3. Электроёмкость внутреннего валового продукта (ВВП) в разных странах, 2006г. (Вестник ГидроОГК, март 2008)

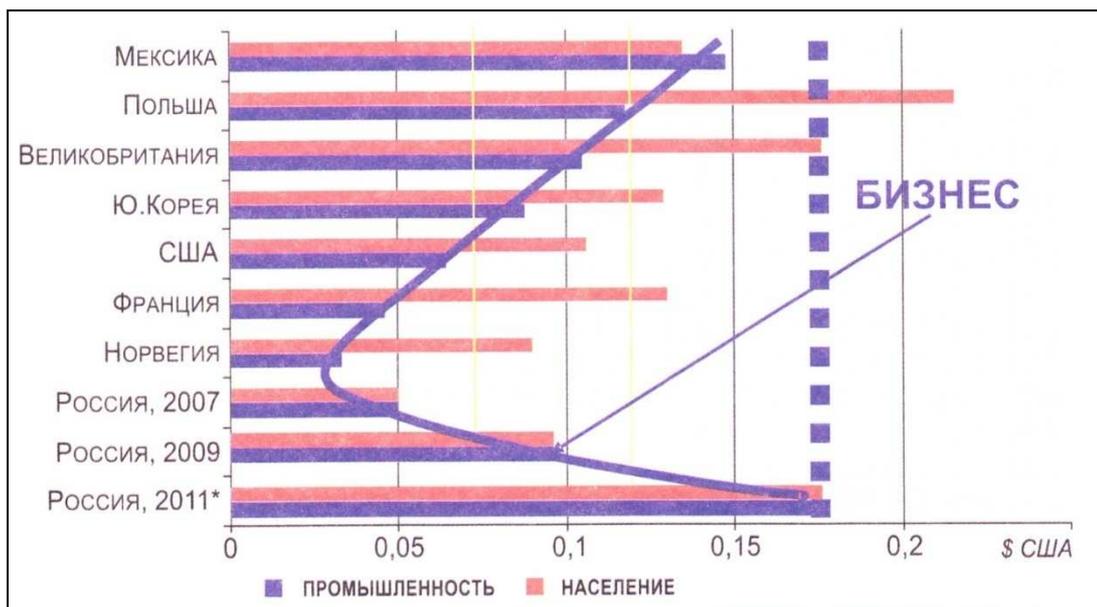


Рис. 4. Стоимость электроэнергии в России и других странах (за 1 квт·ч) [10]

1.3. Перспективы развития электроэнергетики

За последние годы было разработано несколько программ развития электроэнергетики страны, в том числе программа, сделанная в 2008 г. с участием РАН: Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства РФ № 1715-р от 13.10.2009 г.). Стратегия предусматривает совершенствование структуры производства электрической энергии, стабилизацию объемов потребления природного газа и рост потребления угля, дальнейшее развитие атомной энергетики, расширение использования гидроэнергетических ресурсов [2; 4; 5]. Прогноз электропотребления и структура производства электроэнергии в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» приведены на рис. 5. Ожидается следующая потребность в электрической энергии:

2015 г.	1 041–1 218 млрд кВт·ч,
2020 г.	1 315–1 518 млрд кВт·ч,
2030 г.	1 740–2 164 млрд кВт·ч.

Потребность в мощности для обеспечения указанной выработки электроэнергии прогнозируется следующей:

2015 г.	239–267 млн кВт,
2020 г.	275–315 млн кВт,
2030 г.	355–445 млн кВт.

При этом объем демонтажа к 2030 г. должен составить 67,7 млн кВт генерирующих мощностей, в том числе 16,5 млн кВт на АЭС и 51,2 млн кВт на ТЭС [3].

Академик О. Н. Фаворский находит программу развития электроэнергетики страны «чрезвычайно оптимистичной» [5]. Действительно, увеличить за 10 лет производство электроэнергии в 1,5 раза – весьма сложная задача для современной рыночной экономики России. В развитии энергетики нашей страны самыми результативными были 1980–1985 гг. В этот период наряду с успешным развитием тепло- и гидроэнергетики интенсивно развивалась ядерная

энергетика. Ежегодный ввод новых мощностей на АЭС достигал 4 млн кВт, а в целом на всех объектах энергетики максимальный годовой прирост мощностей достиг 12 млн кВт – показатель по своей величине не виданный в мире (рис. 6) [11]. Удастся ли приблизиться к нему – покажет время.

К началу XXI века Россия лишилась большинства технической элиты общества. Инженерное образование, давшее шанс в XX веке получить технологии, которыми мы сегодня пользуемся, практически было порушено. Рабочие профессии – внизу рейтинговых шкал. В табл. 3 приведены данные о кадровом обеспечении строительно-монтажного комплекса электроэнергетики страны. Число рабочих в этом комплексе с 1990 г. к 2000 г. уменьшилось в 3,5 раза, инженеров и техников – в 10 раз. Остался открытым вопрос о том, кто будет проектировать и строить крупные объекты энергетики в России [12], который постепенно начинает разрешаться с помощью новых кадров.

Таблица 3

Численность персонала строительно-монтажного комплекса электроэнергетики России [12]

Годы	Число рабочих, тыс. человек	Число инженеров и техников, тыс. человек	Ввод генерирующих мощностей, ГВт/год
1986–1990, РСФСР	140	55	7,3
2000–2008, РФ	40	5	1,8

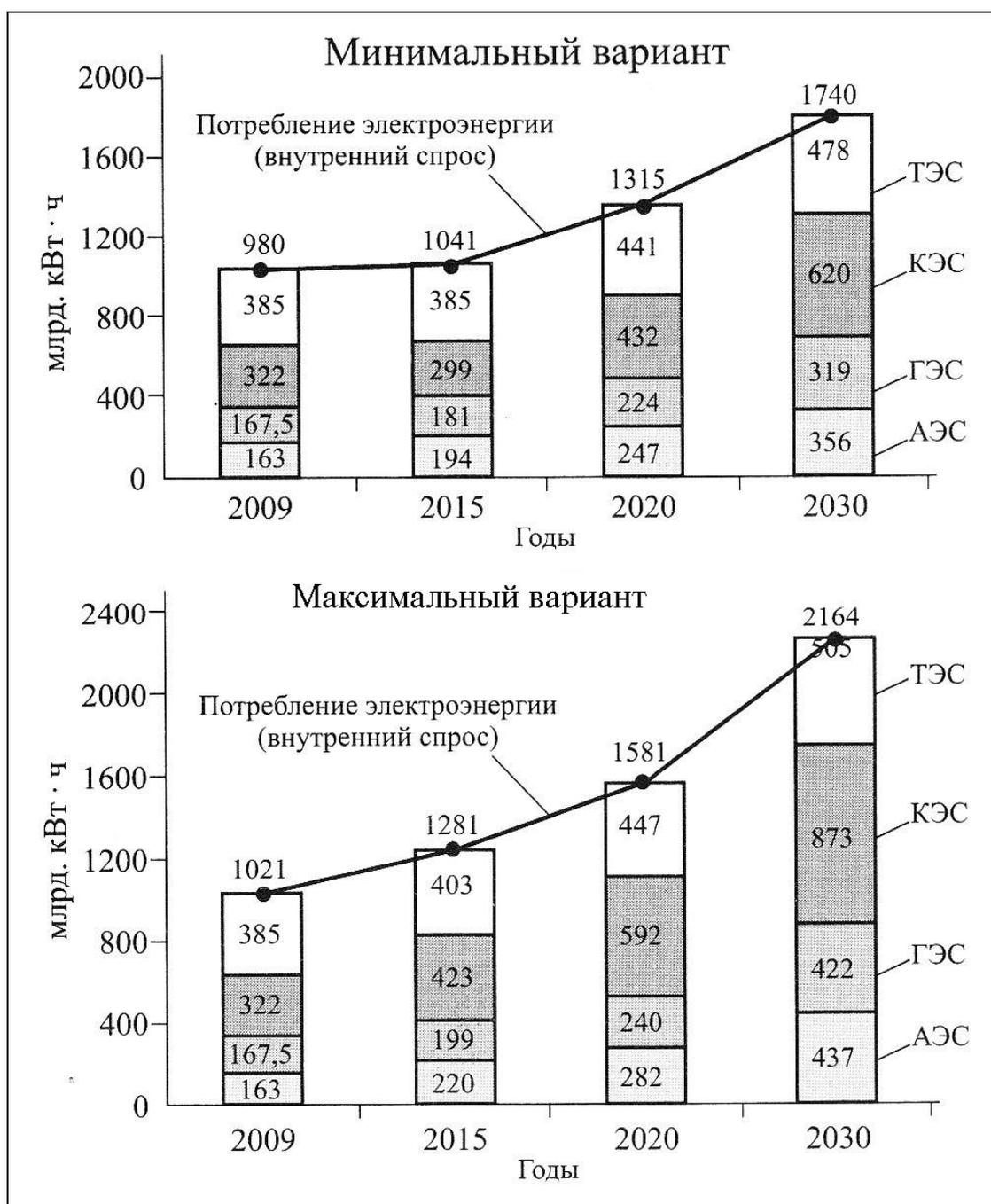


Рис. 5. Прогноз электропотребления и структура производства электроэнергии в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 года»[4]

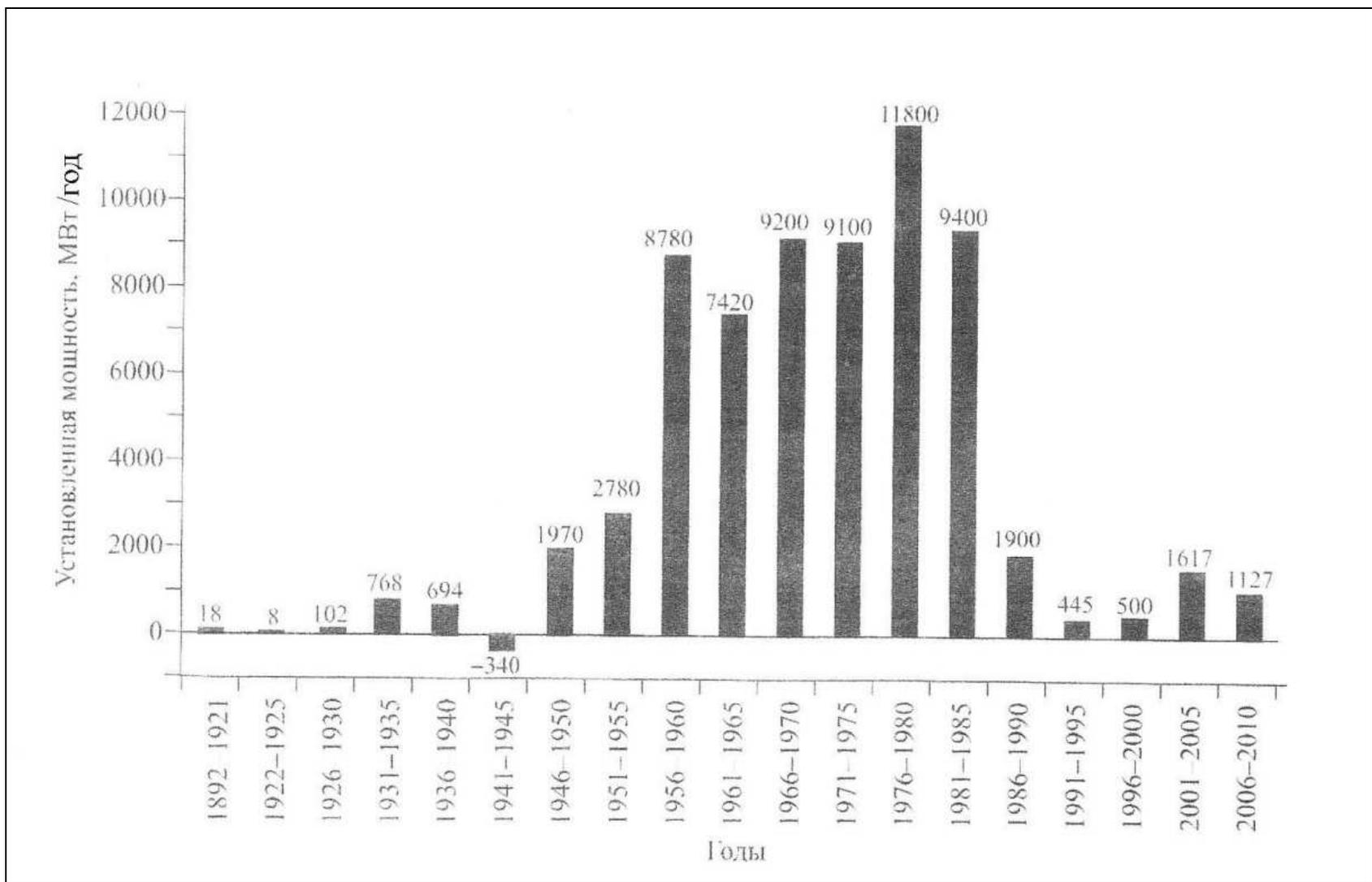


Рис. 6. Темпы ввода мощностей на ТЭС, АЭС и ГЭС в СССР и России [13]

2. Теплоэнергетика

2.1. Тепловые электрические станции (ТЭС)

На тепловых электростанциях для получения электроэнергии используется тепловая энергия, выделяемая при сжигании органического топлива – угля, нефти, газа и др.

Среди ТЭС по типу установок различают (рис. 7):

– паротурбинные, на которых тепловая энергия используется в парогенераторе для получения водяного пара высокого давления, приводящего во вращение ротор паровой турбины, соединенный с ротором электрического генератора. В качестве топлива на таких ТЭС используют преимущественно уголь, также мазут, природный газ;

– газотурбинные с приводом электрогенератора от газовой турбины. В камере сгорания сжигают газ или жидкое топливо, продукты сгорания с температурой 750-900 °С поступают в газовую турбину, вращающую электрогенератор. КПД таких ТЭС 30-33%;

– парогазовые, это ТЭС с установкой, состоящей из паротурбинного и газотурбинного агрегатов (рис. 8). КПД таких ТЭС достигает 56-58%.

Паротурбинные ТЭС бывают:

– конденсационные (КЭС), имеющие в качестве привода электрогенератора конденсационные турбины и не использующие тепло отработавшего пара для снабжения тепловой энергией внешних потребителей (рис. 9);

– теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), оснащенные теплофикационными турбинами и отдающие тепло отработавшего пара промышленным или коммунальным потребителям.

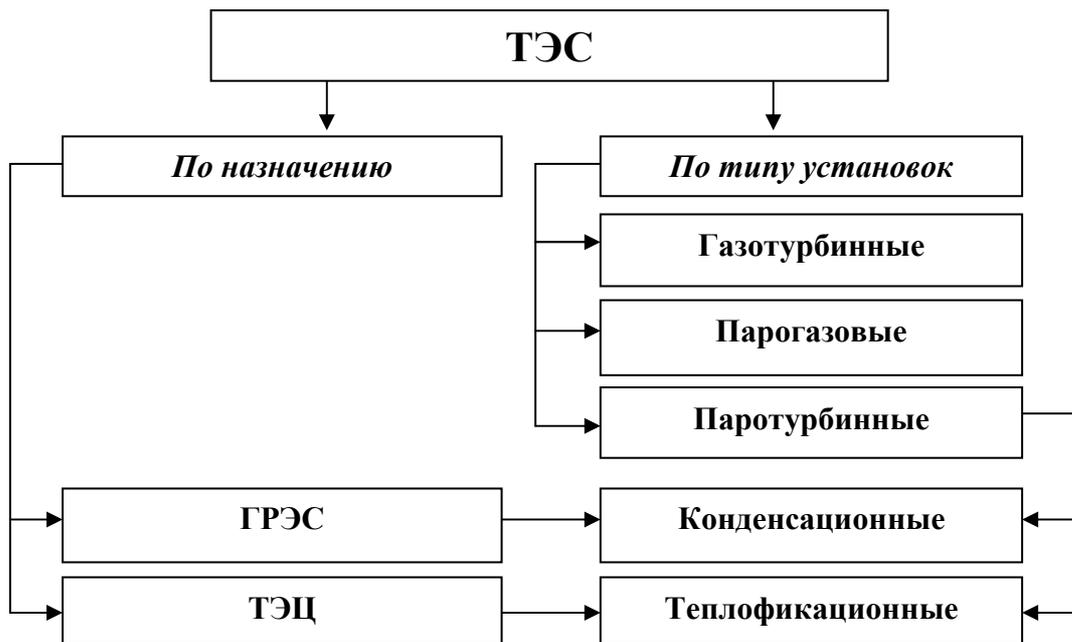


Рис. 7. Типы тепловых электростанций

Для охлаждения энергоблоков ТЭС требуются большие объемы воды: так, для ТЭС мощностью 1000 МВт – 1,6 км³/год (50 м³/с). Около трети воды теряется безвозвратно. Поэтому ТЭС располагают на берегах существующих водохранилищ (см. рис. 9), или строят для них специальные (одноцелевые) водохранилища.

В связи с массовым освоением технологий строительства, ТЭС сооружают гораздо быстрее, чем АЭС или ГЭС, а их стоимость на единицу установленной мощности значительно ниже по сравнению с АЭС и ГЭС.

При эксплуатации ТЭС весьма критичны к многократным запускам и остановкам: смены режима их работы резко снижают эффективность, повышают расход топлива и приводят к повышенному износу основного оборудования. Поэтому в энергосистемах ТЭС покрывают базисную часть электрической нагрузки [30].

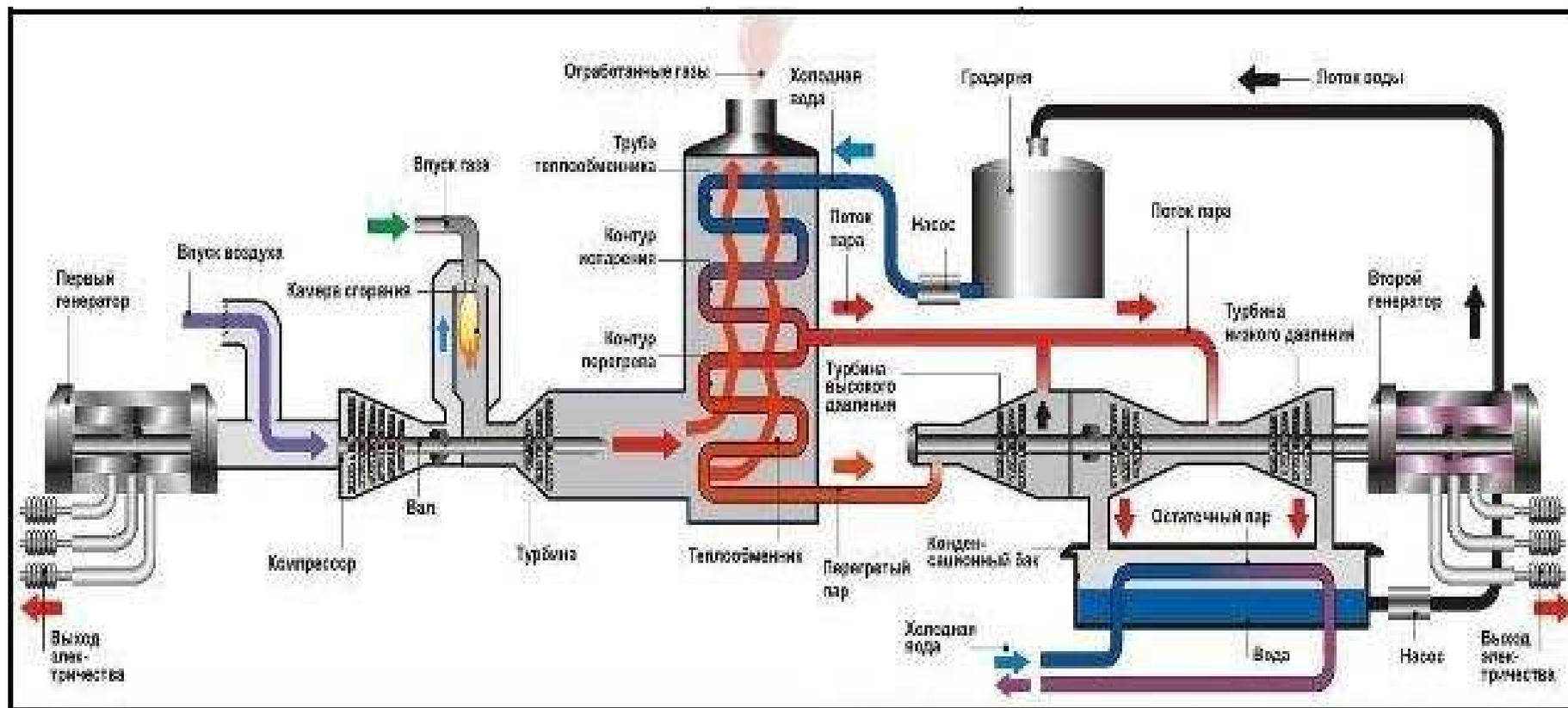


Рис. 8 Схема строения парогазовой ТЭС



Рис. 9. Тепловая (конденсационная) электростанция в г. Кириши на берегу руслового участка Волховского водохранилища на р. Волхов

2.2. Воздействие ТЭС на окружающую среду

Человечество существует за счет природы, ресурсы которой оно потребляет.

Природная среда – это совокупность естественных условий существования человеческого общества.

Окружающая среда – среда обитания и производственной деятельности человечества, включающая природную среду и элементы искусственной среды – жилые строения, промышленные предприятия, дороги, водохранилища и т.п. [1].

В последние десятилетия окружающая среда испытывает значительные и перманентно возрастающие техногенные воздействия, все в большей степени приобретающие глобальный характер.

Электроэнергетика, как и другие отрасли экономики, оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Она лидирует по выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух (рис. 10), близка к лидерству по сбросам загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты (рис. 11), и по образованию отходов производства.

Теплоэлектростанции дают основную долю выработки электроэнергии в стране и наносят наибольший вред окружающей среде (рис. 12, табл. 4).

Таблица 4

Удельные показатели воздействия ТЭС на окружающую среду [15]

Наименование	Количество
Расход условного топлива*, т у.т./кВт·ч	250–481
Изъятие земель под объекты топливодобычи, км ² /1 млн т у.т.	1,5
Территория, необходимая для площадки ТЭС, км ² /ГВт	0,8–1,2
Территория, необходимая для пруда-охладителя, км ² /ГВт	5–6
Отчуждение земель под золошлакоотвалы, м ² /1 млн кВт·ч	15
Выброс вредных веществ, кг/1 кВт·ч	до 0,008
Потребление атмосферного кислорода при сгорании топлива, кг/кВт·ч	0,8–0,9
Выброс тепла в атмосферу, % от тепловой мощности	15
Потребление водных ресурсов, м ³ /1 кВт·ч	3,3
Сброс сточных вод, м ³ /1 кВт·ч	до 0,002
Сброс тепла в водные объекты, % тепловой мощности	30–50

* Условное топливо (у.т.) имеет теплоту сгорания 30,5 МДж/кг = 8,5 кВт·ч/кг = 7000 ккал/кг.

Современная ТЭС, работающая на угле по имеющейся в стране и мире технологии, потребляет его примерно 4 млн т в год, вырабатывая около 6 млрд кВт·ч электроэнергии. В среднем добыча 4 млн т угля сопровождается нарушением 36 га земельных угодий (рис. 13), образованием отвалов пустой породы до 8 млн м³, сбросами в окрестные водоемы 840 т взвешенных частиц, 16400 т минеральных солей, выбросами в атмосферу более 7000 т твердых веществ.

В качестве комментария к рис. 13 можно привести сведения о Коркинском угольном разрезе. Месторождение с мощностью угольного пласта 100–200 м открыли в 1931 г. В 1934 г. разрез был введен в эксплуатацию. Это самый глубокий (до 500 м) угольный разрез в Европе. В историю вошел «коркинский взрыв» 16 июля 1936 г., сопровождавшийся эвакуацией г. Коркино: взрывом было выброшено около 1 млн м³ грунта на полукилометровую высоту. Резкое увеличение добычи угля пришлось на военные годы, затем неоднократно проводилось техническое перевооружение производства. Отвалы горной породы из разреза вытянулись вдоль трассы М36 на 25 км.

При сжигании на ТЭС указанного выше количества угля (4 млн т/год) в атмосферу ежегодного выбрасывается около 1 200 т окислов углерода, 30 000 т сернистого ангидрида, 20 000 т окислов азота. В выбросах также содержится: кобальта – 12 т, никеля – 20, хрома – 16, ртути – 55, марганца – 925, меди – 12, лития – 40, титана – 425, фтора – 750, ванадия – 50 т. Из указанных элементов наиболее токсичны марганец, ванадий, хром, кобальт, ртуть, фтор, которые имеют способность накапливаться в окружающей среде, многие из них характеризуются канцерогенными свойствами. За 10 лет в округе будет лежать 550 т одной только ртути. Кроме того, примерно $3,7 \cdot 10^{11}$ Бк составляет ежегодный выброс естественных радионуклидов. К этому следует добавить, что мировое годовое потребление кислорода тепловыми электростанциями достигает 27 млрд т (около 25 % от его образования) и в 5 раз превышает его потребление всеми жителями Земли [16; 17]. Отходами угольных ТЭС являются зола и шлаки, складированные в золоотвалах (рис. 14). В 1 т золы содержится около 100 г радиоактивных веществ, они скапливаются в золоотвалах ТЭС и могут

попадать в организм людей по пищевым цепочкам при размывании водой [18]. Характерной особенностью золоотвалов является беспрецедентно высокая аварийность по сравнению с другими промышленными и гидротехническими сооружениями [19].

Кто бывал в портовом г. Певеке на Чукотке, тот видел Чаунскую ТЭЦ (рис. 15): она расположена в центре города на берегу Чаунского залива. Мощность ТЭЦ 31,6 МВт, построена в конце 1960-х гг., работает на привозных углях, имеет потребность в них более 100 тыс. т/год. Ввиду устаревшего оборудования расход натурального топлива составляет 740 г/кВт·ч, что в 2,3 раза больше, чем в среднем по России. Через дымовую трубу ТЭЦ высотой 40 м на город сыплются продукты сгорания угля. Одновременно загрязняется акватория залива, поскольку зола и шлак выталкиваются бульдозером прямо в море. Чаунская ТЭЦ является образцом экологически вредного объекта [20].

В Волжском бассейне, где потребности в электроэнергии покрываются в основном за счет ТЭЦ (81,5 % выработки), на долю предприятий теплоэнергетического комплекса приходится 50 % выбросов в атмосферу от суммарного их объема, до 35 % отведения сточных вод в поверхностные водные объекты и около 30 % твердых отходов, занимающих значительные площади продуктивных земель. Наиболее сильное воздействие на атмосферу по объему выбросов оказывают Рязанская и Черепецкая ГРЭС (Тульская область) – каждая более 150 тыс. т в год. Наибольший объем сброса загрязненных сточных вод имеют Уруссинская ГРЭС (Татарстан) и Безымянская ТЭЦ (г. Самара) – каждая около 100 млн м³ в год [21].

По данным Росгидромета 30 млн российского населения проживает в городах, где средние за год концентрации взвешенных веществ и диоксида азота выше 10 ПДК. По загрязнению воздуха в 2010 г. лидировали Норильск (2 млн т выбросов в год), Череповец (333 тыс. т), Новокузнецк (301 тыс. т), Липецк (299 тыс. т), Магнитогорск (231 тыс. т). Общество десятилетиями мирится с многочисленными признанными фактами превышения установленных ПДК загрязняющих атмосферу химических веществ [17].

На рис. 16 приведены сравнительные данные о вреде здоровью населения Европы (180 млн чел) при производстве электроэнергии на основе разных энергоносителей. Вред выражен в натуральных показателях (потерянные годы жизни на 1 ТВт·ч выработанной электроэнергии) и представлен в усредненном виде. Результаты свидетельствуют о безусловном преимуществе вреда энергетики на углеводородном топливе [17].

В Энергетической стратегии России на период до 2030 г. в качестве условия повышения энергетической безопасности и обеспечения экономических интересов страны предусмотрена диверсификация топливной структуры энергопотребления: уменьшение доли природного газа за счет увеличения доли угля. Таким образом, стратегия обещает рост загрязняющих выбросов в атмосферу и увеличение площадей под золоотвалами ТЭС.

Многие тепловые электростанции России работают на мазуте. Наиболее мощные из них: Костромская (3,6 млн кВт), Рязанская (2,72 млн кВт), Пермская (2,4 млн кВт), Конаковская (2,4 млн кВт), Ставропольская (2,4 млн кВт), Новочеркасская (2,245 млн кВт), Ириклинская (2,1 млн кВт), Киришская (2,1 млн кВт). В районах децентрализованного энергоснабжения приходится содержать большое количество малоэкономичных дизельных электростанций. Так, в Чукотском автономном округе в 1990-х гг. количество ДЭС приближалось к 400 с общей установленной мощностью 249 МВт, а расход жидкого топлива составлял 320 тыс. т/год [20]. Жидкотопливная электроэнергетика также вносит свой вклад в отравление окружающей среды. Особенно большую техногенную нагрузку на природу испытывают районы сосредоточенной нефтедобычи, например Ханты-Мансийский автономный округ – Югра. Площадь округа 534,8 тыс. км², из которых более 160 тыс. км² занято промышленными объектами – буровыми установками, трубопроводами, площадками по добыче и первичной переработке нефти. Техногенная нагрузка характеризуется следующими натуральными показателями: 156 тыс. эксплуатационных и разведочных скважин; 84 тыс. км трубопроводов, на которых в 2010 г. произошла 4 371 авария; 549 факелов (рис. 17), на которых в 2010 г. сожжено 4,9 млрд м³ попутного

нефтяного газа и выброшено в атмосферный воздух 1 млн т загрязняющих веществ; 1 798 шламовых амбаров, принимающих ежегодно около 2 млн т отходов нефтедобычи, с неизбежным диффузным стоком загрязняющих веществ и попаданием их в водные объекты. Характер и степень воздействия на природные комплексы не позволяют решить назревшие экологические проблемы в рамках одного субъекта РФ [22].

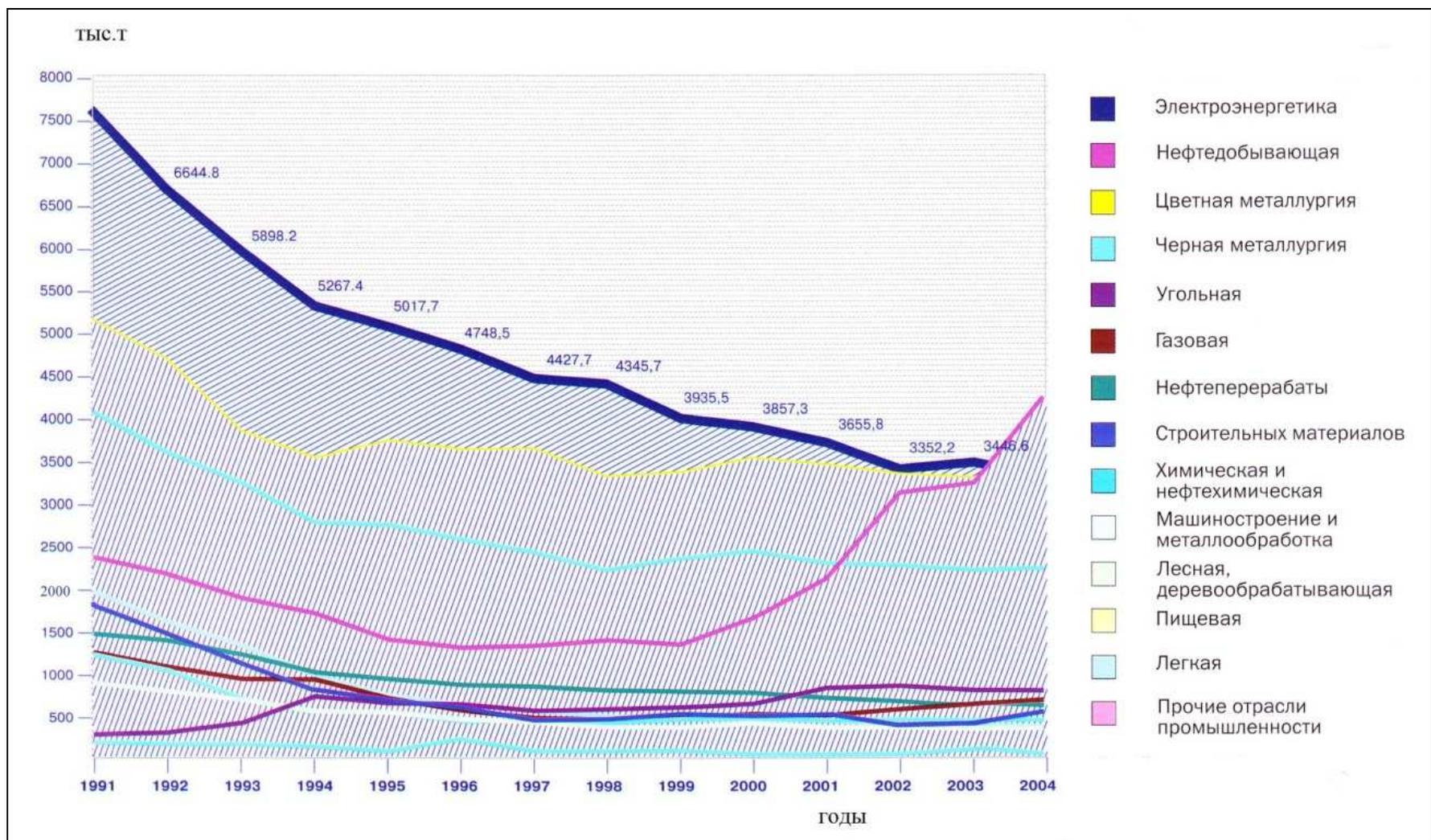


Рис.10. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников по отраслям промышленности России [14]

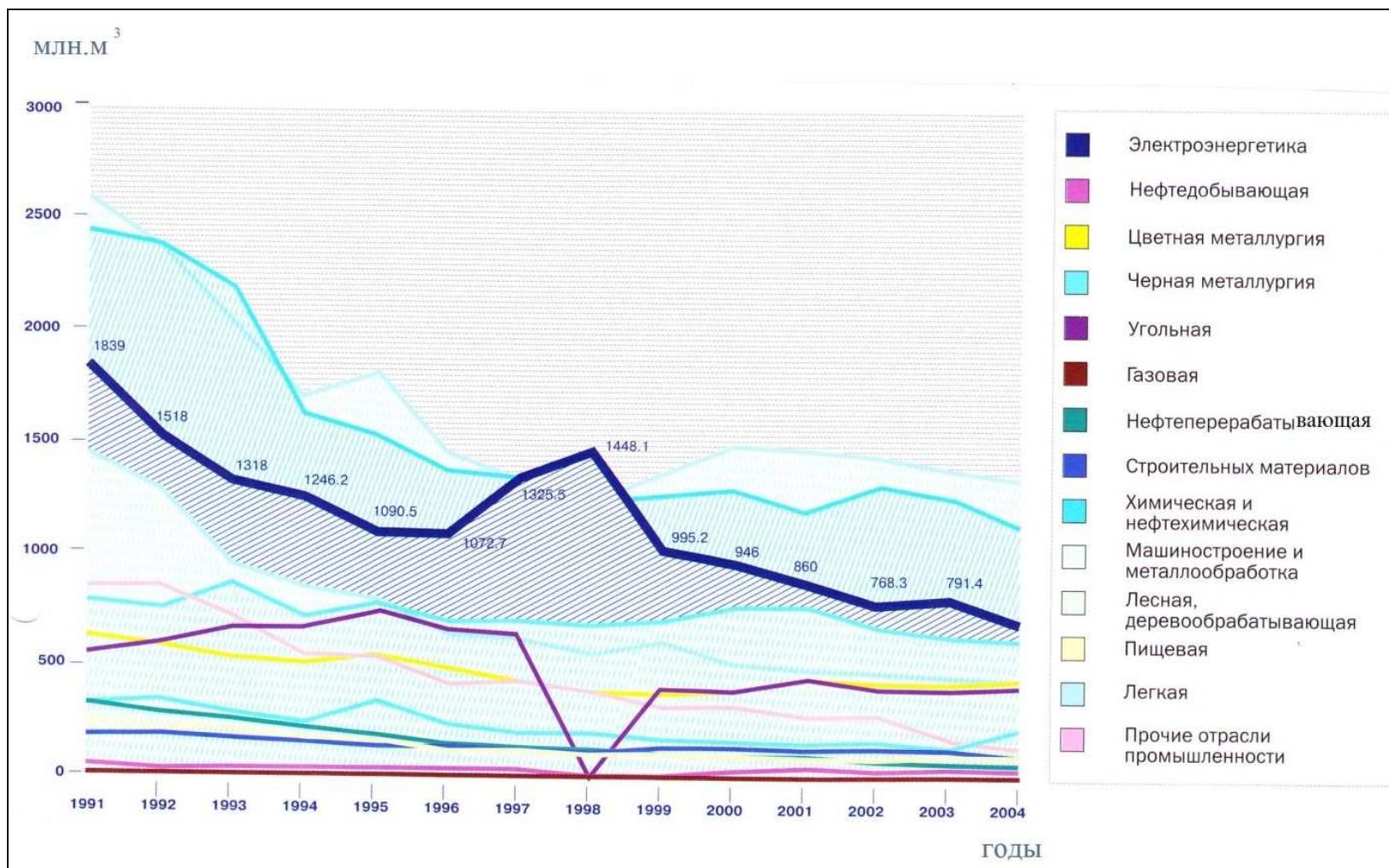


Рис.11. Сброс загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты по отраслям промышленности России (по материалам Росстата и МПР России) [14]

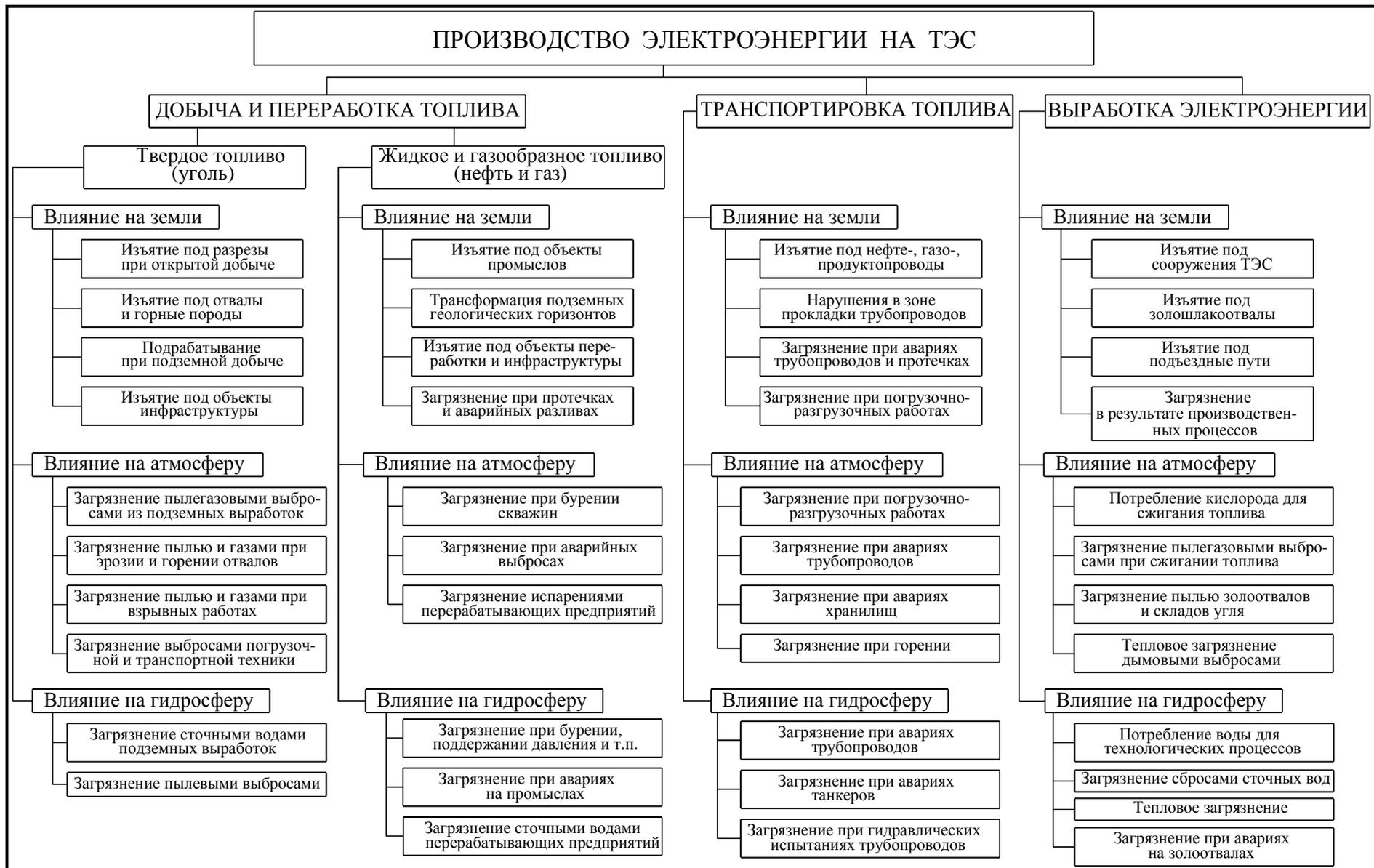


Рис.12. Схема влияния производства электроэнергии ТЭС на природную среду



Рис. 13. Угольный разрез Коркинский в Челябинской области у с. Коркино



Рис. 14. Золошлаковые отходы Игумновской ТЭЦ на промплощадке в пойме р. Оки у г. Дзержинска Нижегородской области

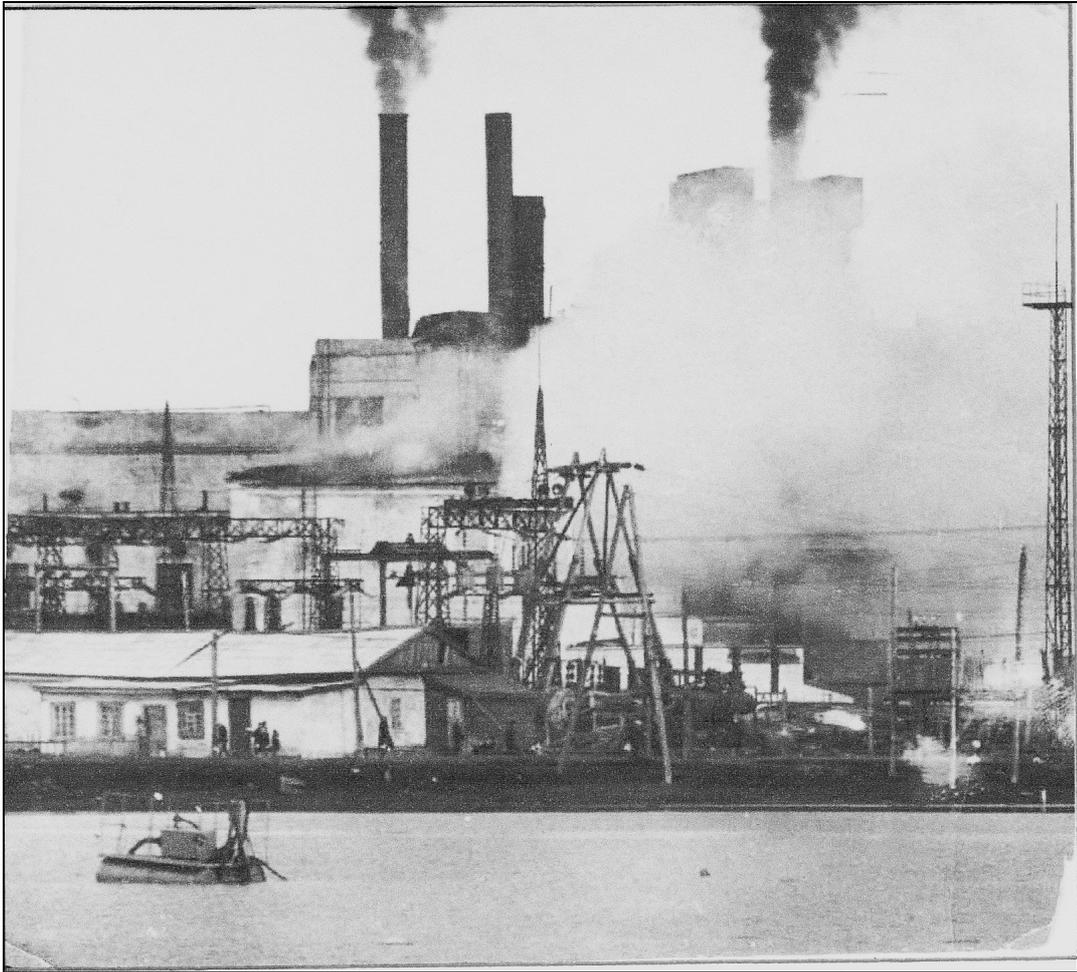


Рис. 15. Чаунская ТЭЦ в г. Певеке на берегу Чаунского залива Восточно-Сибирского моря. 1970-е гг. (<http://maximov.pevek.ru>)

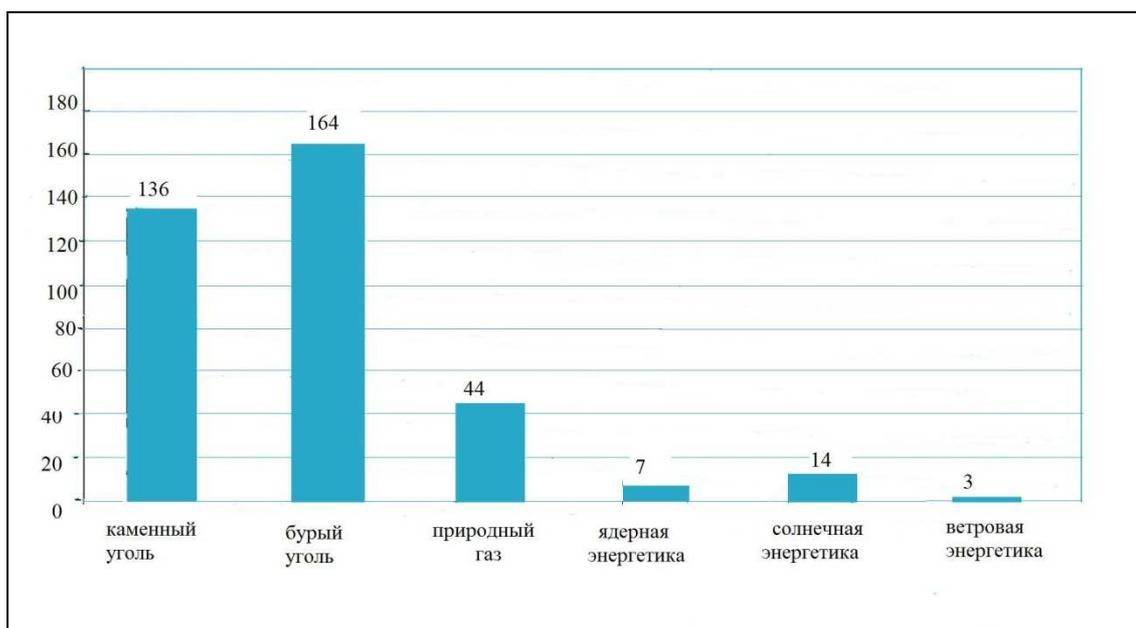


Рис. 16. Ущерб здоровью населения Европы при производстве электроэнергии на различных видах топлива (потерянные годы жизни, чел-лет/ТВт·ч выработанной электроэнергии) [17]

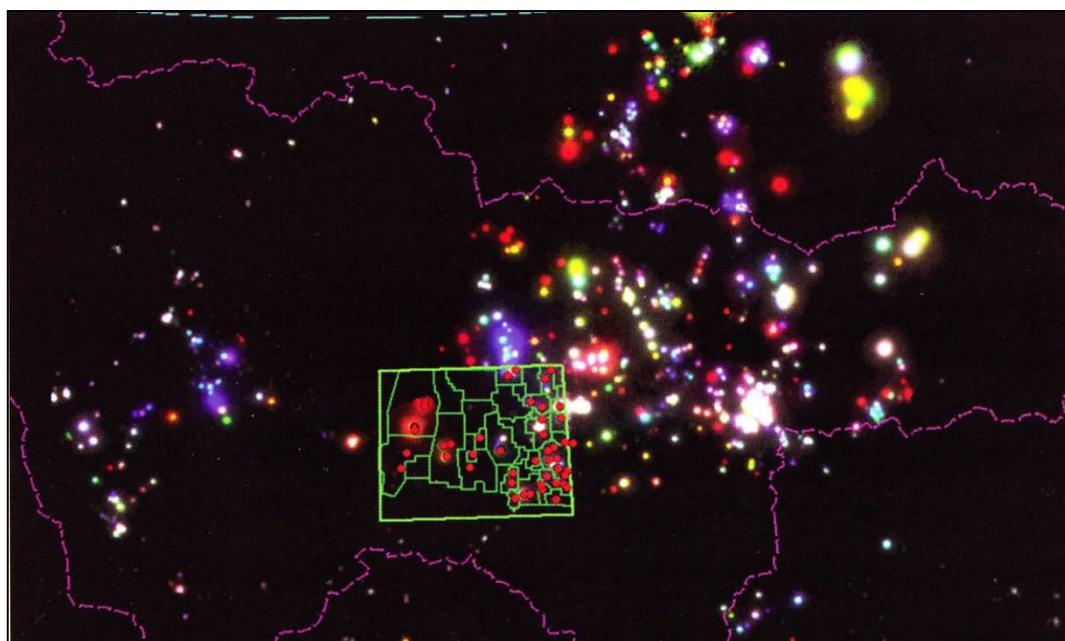


Рис. 17. Места сжигания попутного газа при добыче нефти в Ханты-Мансийском автономном округе на композите ночных спутниковых снимков компании «Совзонд»

2.3. Развитие теплоэлектроэнергетики

В стране планомерно ведется развитие теплоэнергетики с сохранением опережения темпов развития угольной генерации по сравнению с газовой генерацией и с постепенным переходом от отдельного производства электроэнергии и тепла к их когенерации. Так, по данным Минэнерго России, в 2012 г. произведены вводы генерирующих мощностей на следующих тепловых электростанциях:

Сызранская ТЭЦ – ПГУ-225 МВт;

Уренгойская ГРЭС – ПГУ-450 МВт;

Пермская ТЭЦ-6 – ПГУ-124 МВт;

Няганская ГРЭС – ПГУ-2×418 МВт;

Киришская ГРЭС – 540 МВт;

Краснодарская ГРЭС – ПГУ-41- МВт;

Правобережная ТЭЦ-5 – ПГУ-450 МВт;

Адлерская ТЭС – 2×180 МВт;

Харанорская ГРЭС – К-200-213,2 МВт;

Красноярская ТЭЦ-3 – Т-185 – 185 МВт.

В качестве примера из этого списка приведем Уренгойскую ГРЭС (рис. 18). Она расположена на берегу озера Ямылимуяганто бассейна реки Пур неподалеку от г. Новый Уренгой Ямало-Ненецкого автономного округа. Ее задачей является поставка электроэнергии предприятиям полуострова Ямал и обеспечение теплом пос. Лимбяха. Строительство электростанции началось в 1982 г. В 1987 г. был введен в строй энергоблок мощностью 24 МВт, дальнейшее строительство остановлено. В 2008 г. приступили к строительству нового парогазового энергоблока мощностью 450 МВт. Его пуск состоялся в 2012 г. Основное оборудование ГРЭС:

– энергоблок №1 – паровая турбина К-160-7,5 и генератор ТЗФП-160-2 МУЗ производства ПАО «Силовые машины», г. Санкт-Петербург;

– энергоблок №2 – две газовые турбины ГТЭ-160 производства ПАО «Силовые машины»; два генератора SGen5-100A производства компании Siemens (рис.19).

Параметры ГРЭС: источник водозабора – озеро Ямылимуяганто; основное топливо–природный газ, резервное–мазут; электрическая мощность– 498,4 МВт (повышена на 24,4 МВт мощность энергоблока №2 после пуска); годовая выработка электроэнергии – 3328,9 млн кВт·ч (2014 г.); тепловая мощность – 410 Гкал/час; годовая выработка тепла – 112,9 тыс. Гкал (2014 г.).

Запасов угля в мире при существующем уровне добычи должно хватить на 140 лет, газа – на 60 лет (данные Всемирного энергетического совета). В нашей стране соответственно угля – на 60–180 лет, газа – на 80 лет [3; 66]. Дальше будет нужно что-то другое.



Рис.18.Уренгойская ГРЭС



Рис. 19. Газовая турбина Уренгойской ГРЭС в процессе монтажа

3. Атомная электроэнергетика

3.1. Атомные электрические станции (АЭС)

Атомные электростанции эксплуатируются в 30 странах мира, где живут две трети населения планеты.

СССР в 1954 г. совершил пуск первой в мире АЭС мощностью 5 МВт в г. Обнинске (рис. 20). Сегодня в России эксплуатируются 10 атомных электростанций, объединенные в ОАО «Концерн Росэнергоатом» (табл. 5).

Первенцем большой ядерной энергетики СССР является Белоярская АЭС, расположенная на Урале в 45 км от г. Екатеринбурга в истоках р. Пышмы (бассейна р. Оби): блок № 1 АЭС мощностью 100 МВт был введен в эксплуатацию в 1964 г. (рис. 21). Билибинская АТЭЦ на Чукотке (рис. 22) с четырьмя агрегатами мощностью по 12 МВт постройки 1974–1976 гг. – единственная в мире атомная теплоэлектроцентраль [20]. Самая молодая АЭС России – Волгодонская (Ростовская): два ее энергоблока мощностью по 1000 МВт пущены в 2001 и 2010 гг. (рис. 23).

Современной и соответствующей мировым стандартам, является технология АЭС с водо-водяным энергетическим реактором на тепловых нейтронах ВВЭР – 1000, работающим на уране – 235 [24]. На рис. 24 показана схема АЭС, на рис. 25 – шахта реактора и машинный зал АЭС.

Для охлаждения энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт требуется $3 \text{ км}^3/\text{год}$ ($95 \text{ м}^3/\text{с}$) воды – почти вдвое больше, чем для блока ТЭС той же мощности. Водоснабжение АЭС осуществляют обычно из специально построенных водохранилищ (рис. 26, рис. 27).

Атомные электростанции в России [24; 17]

АЭС	Местоположение	Год пуска	Установлен- ная мощ- ность, МВт	Примечания
Балаковская	Саратовская область, в 8 км от г. Балаково на левом берегу р. Волги	1985–1994	4 × 1000	Жидкие сбросы ведутся в брызгальные бассейны на площадке АЭС
Белоярская	Свердловская область, в 45 км от г. Екатеринбурга на берегу Белоярского водохранилища на р. Пышме	1964 (блок № 1)	100	Выведен из эксплуатации в 1981 г.
		1967 (блок № 2)	200	Выведен из эксплуатации в 1989 г.
		1980 (блок № 3)	–	Ведутся работы по продлению срока службы до 2025 г.
		2015 (блок №4)	880	Реактор БН -800
Билибинская	Чукотский АО, в 630 км от г. Анадыря у п. Билибино	1974–1976	4 × 12	В 2004–2006 гг. реализована программа продления срока эксплуатации на 15 лет
Волгодонская (Ростовская)	Ростовская область, на берегу Цимлянского водохранилища в 12,5 км от г. Волгодонска	2001 (блок № 1)	1000	Самая молодая атомная станция России
		2010 (блок № 2)	1000	
Калининская	Тверская область, в 150 км от г. Твери и в 330 км от г. Москвы на берегу оз. Удомля	1984 (блок № 1)	1000	В 2007 г. введен полигон глубинного захоронения промстоков – жидкие сбросы АЭС закачиваются в подземную скважину
		1986 (блок № 2)	1000	
		2005 (блок № 3)	1000	
		2011 (блок № 4)	1000	
Кольская	Мурманская область, в 200 км от г. Мурманска на берегу оз. Имандра	1973–1984	4 × 440	Срок эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 продлен до 2018 г. В 2006 г. введен комплекс переработки жидких радиоактивных отходов.
Курская	В 40 км к западу от г. Курска на левом берегу р. Сейм	1976–1979– –1982–1985	4 × 1000	В 1994–2004 гг. модернизированы блоки № 1 и № 2; в 2008-2009 гг. прошли модернизацию блоки № 3 и № 4.

Продолжение таблицы 5

АЭС	Местоположение	Год пуска	Установлен- ная мощ- ность, МВт	Примечания
Ленинградская	Ленинградская об- ласть, в 80 км запад- нее г. Санкт- Петербурга на побе- режье Финского за- лива Балтийского моря у г. Сосновый Бор	1973–1975– –1979–1981	4 × 1000	После модернизации срок эксплуатации блоков № 1, № 2 и № 3 продлен до 2018, 2020 и 2024 гг.; ведутся работы по модернизации блока № 4 для про- дления срока экс- плуатации на 20 лет.
Нововоронеж- ская	Воронежская об- ласть, в 42 км от г. Воронежа на берегу р. Дона	1964 (блок № 1)	210	Выведен в 1981 г.
		1969 (блок № 2)	365	Выведен в 1990 г.
		1971 (блок № 3)	834	Выполнен комплекс работ по продлению срока эксплуатации до 2016-2017 гг.
		1972 (блок № 4)		
		1980 (блок № 5)	1000	Ведутся работы по продлению срока службы
2016 (блок №6)	1200	–		
Смоленская	Смоленская область, на р. Десне	1982–1985– –1990	3 × 1000	–



Рис. 20. Первая в мире атомная электростанция в г. Обнинске



Рис. 21. Белоярская АЭС [18]

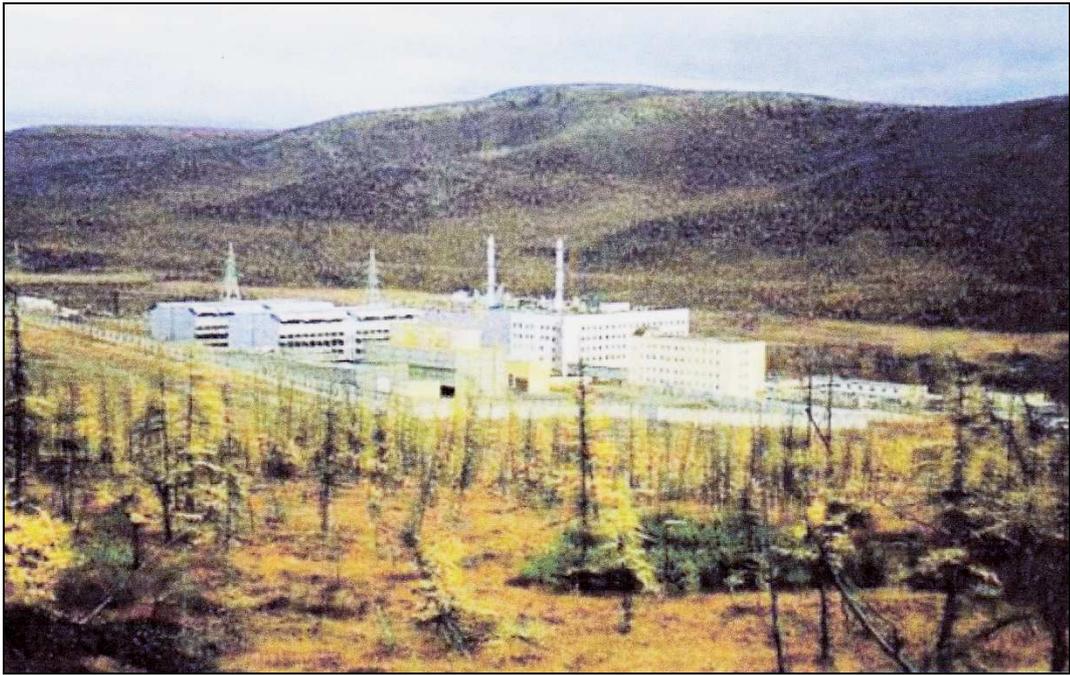


Рис. 22. Билибинская атомная теплоэлектростанция



Рис. 23. Волгодонская АЭС [18]

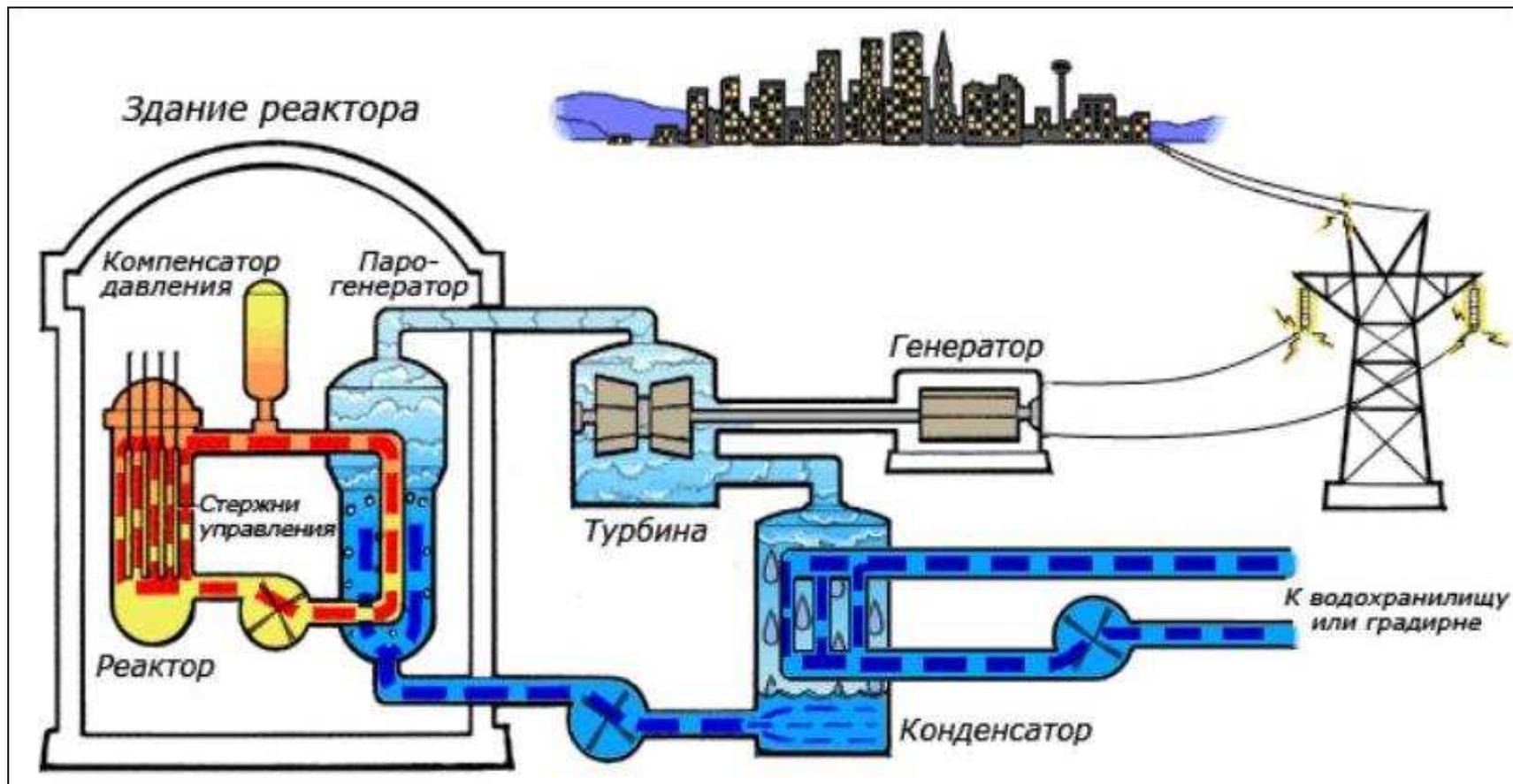


Рис. 24. Схема АЭС

а



б

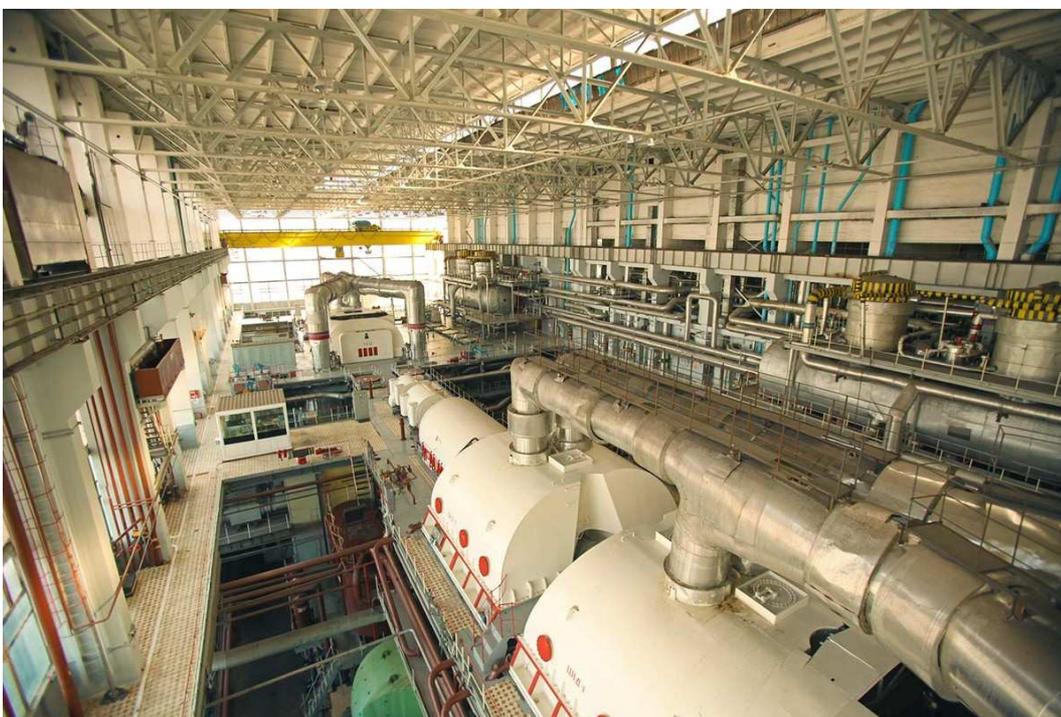


Рис. 25. Оборудование АЭС с водо-водяным энергетическим реактором: а – шахта реактора АЭС [24]; б – машзал с генератором энергоблока Нововоронежской АЭС (www.rosenergoatom.ru)



Рис. 26. Наливное водохранилище Курской АЭС в пойме р. Сейм (приток р. Десны, впадающей в р. Днепр): введено в эксплуатацию вместе с первым блоком АЭС в 1976 г.; полная емкость 94,6 млн м³; площадь зеркала 21,46 км³; наполняется водой из реки



Рис. 27. План наливного водоема-охладителя Балаковской АЭС (космический снимок): водоем образован из отгороженной дамбой части Саратовского водохранилища на р. Волге площадью 26 км², объемом 150 млн м³; подпитывается водой из р. Березовки

3.2. Перспективы атомной энергетики

После катастрофы на Чернобыльской АЭС в Украине 26 апреля 1986 г. было прекращено строительство Костромской, Татарской, Башкирской, Волгодонской АЭС, Нижегородской, Воронежской, Минской (в Белоруссии), Одесской (в Украине) АТЭЦ и АСТ. Таким образом, развитие атомной энергетики в европейской части России было остановлено [25].

Значительная часть российского общества сохраняет представление о возможности и целесообразности отказа от этого источника энергии. Но международные эксперты в прошлом веке предсказывали превращение ядерной энергии в спутника человечества, которого оно признает неизбежным, и российское государство вновь проявило к ней интерес. В 2006 г. состоялось объявление новой ядерно-энергетической политики России на высшем государственном уровне, с возвращением, впервые после советских времен, госбюджетного финансирования строительства АЭС. Как и заведено в России, позиция руководства страны сформировала позитивное отношение к ядерной энергетике СМИ федерального уровня. Критика ядерной энергетики переместилась на региональный уровень, где еще непреодолено ее отторжение населением [23].

На конец 2008 г. в различных стадиях строительства находились 7 энергоблоков на 5 АЭС – Волгодонской, Калининской, Белоярской, Ленинградской и Нововоронежской. В начале 2010 г. заложена Балтийская АЭС в Калининградской области из двух энергоблоков мощностью по 1000 МВт. Выполнены инженерные изыскания площадок Северской, Тверской, Нижегородской (рис. 28), Южно-Уральской, Центральной АЭС. С 2016 г. планируется сдавать ежегодно по 3 новых энергоблока с водо-водяными энергетическими реакторами. Так, в 2016 г. вступил в эксплуатацию энергоблок №6 с ВВЭР -1200 мощностью 1200 МВт на Нововоронежской АЭС. Нижегородская атомная станция станет первой, построенной по новому российскому проекту ВВЭР-ТОИ (типовой оптимизированный энергоблок на базе водо-водяного энергетического реактора). Планируется, что первый энергоблок НижАЭС мощностью 1 200 МВт войдет в эксплуатацию в 2019 г., второй – в 2021 г. Стоимость строительства стандарт-

ного энергоблока АЭС объявлена порядка 2 млрд евро [24] или примерно 2 600 долларов/кВт. Если капиталовложения на строительство АЭС реально составят большую величину, то в центральных районах России их электроэнергия будет дороже, чем у парогазовых ТЭС [2].

Современные водо-водяные энергетические реакторы на тепловых нейтронах ВВЭР-1200 работают на уране -235, которого в природном уране содержится всего 0,7%, а 99,3% - другой изотоп, уран -238 [24].

Инновационные планы предусматривают развитие российской атомной энергетики в соответствии с концепцией замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ). Предусматривается сооружение реакторов на быстрых нейтронах, которые работают на уране -238 и плутонии-239, попутно получая новый плутоний. Эти реакторы с расширенным воспроизводством топлива в замкнутом цикле обеспечат рост эффективности топливопользования в несколько десятков раз [24]. В 2015 г. на Белоярской АЭС заработал блок №4 с таким реактором БН-800 электрической мощностью 880 МВт (рис. 29). Это опытно-промышленный реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем, натрием. Он должен стать прототипом коммерческих, более мощных энергоблоков с реакторами БН-1200. До 2030 г. должны быть построены два энергоблока с такими реакторами: на Белоярской АЭС и на проектируемой Южно-Уральской АЭС в Челябинской области.

Россия – единственная страна в мире, обладающая флотом гражданских атомных судов. В Арктике действуют атомные ледоколы, среди которых «Арктика» – первым в мире дошедший в свободном плавании до Северного полюса (1977 г.), «Россия» – впервые доставивший на Северный полюс туристов на борту (1990 г.), контейнеровоз-лихтеровоз «Севморпуть» водоизмещением 61 тыс. т, сданный в эксплуатацию в 1988 г. и др. ОАО «Концерн Росэнергоатом» начал осуществлять проект строительства плавучих атомных теплоэлектростанций (ПАТЭС), предназначенных для обеспечения электрической и тепловой энергией потребителей в удаленных топливодефицитных районах России.

В 2007 г. состоялась закладка первого плавучего энергоблока – несамоходного судна с двумя реакторными установками, обеспечивающими выдачу 60 МВт электрической мощности и 50 Гкал/ч тепловой энергии для нагрева теплофикационной воды (рис. 30). Головная ПАТЭС будет размещена у г. Певек на Чукотке. Всего планируется построить 7 плавучих атомных теплоэлектростанций. В целях обеспечения безопасности ПАТЭС для их размещения предполагается строительство закрытых акваторий (бухт). Потенциальный срок эксплуатации ПАТЭС 38 лет [24].

В мире на 2014 г. состояние атомной энергетики следующее [34]:

Имеются АЭС:

в мире	437	энергоблоков	общей мощностью 373300 МВт;
в том числе по странам –			
– США	104	блока	102000 МВт;
– Франция	58		63100;
– Япония	51		46600;
– Россия	33		25200;
– Южная Корея	23		20800;
– Украина	15		13800;
– другие страны	153		101800.

Строятся АЭС:

в мире	72	энергоблока	общей мощностью 70000 МВт;
в том числе по странам –			
– Китай	28	блоков;	
– Россия	8;		
– Индия	6;		
– Южная Корея	5;		
– США, Франция, Финляндия, Болгария, Словакия, Пакистан, Саудовская Аравия, другие страны	1–2	блока.	

Заявили о намерении строить АЭС:

Турция, Египет, Марокко, Нигерия, Чили, Бангладеш, Индонезия, Вьетнам, Таиланд, Австралия, Малайзия и др. страны.

Стоимость строительства АЭС 3–4 тыс. долларов/кВт
(ТЭС с ПГУ 1–2– тыс. долларов/кВт).

Ликвидируют все АЭС:

Германия	к 2020 г.;
Бельгия	к 2025 г.;
Швейцария	к 2034 г.;
Италия	1990 г. (остановлены все АЭС);
Швеция	постепенно;
Япония	2011 г. (остановлены все АЭС).

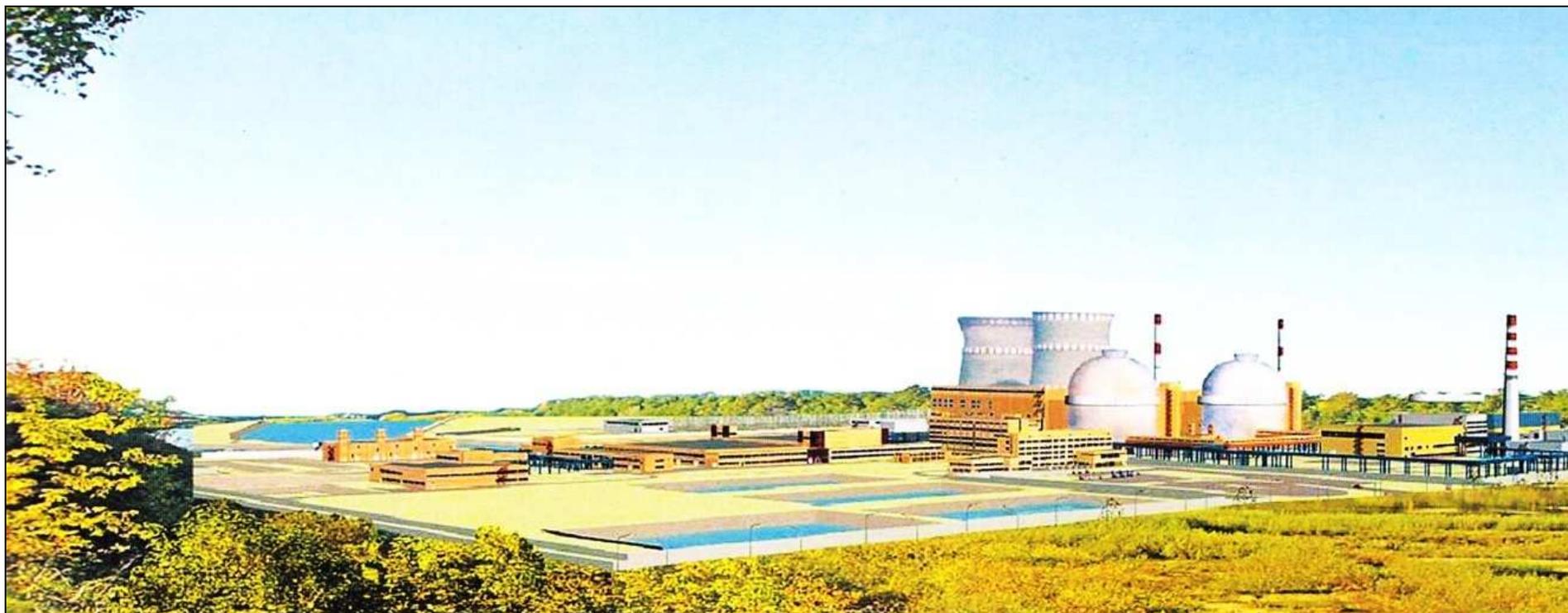
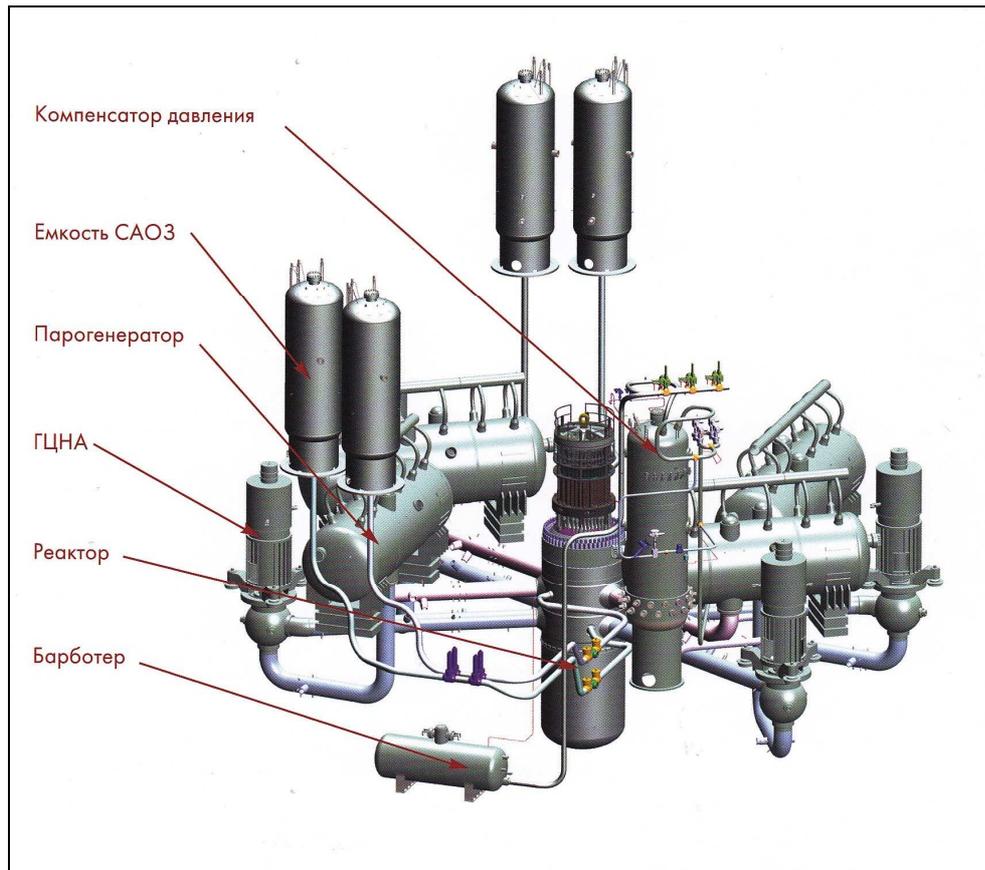


Рис. 28. Нижегородская АЭС. Проект Нижегородской инженеринговой компании «Атомэнергопроект»:
местоположение – на берегу р. Оки в Навашином районе Нижегородской области; первая очередь – два блока мощностью по 1170 МВт.

а



б

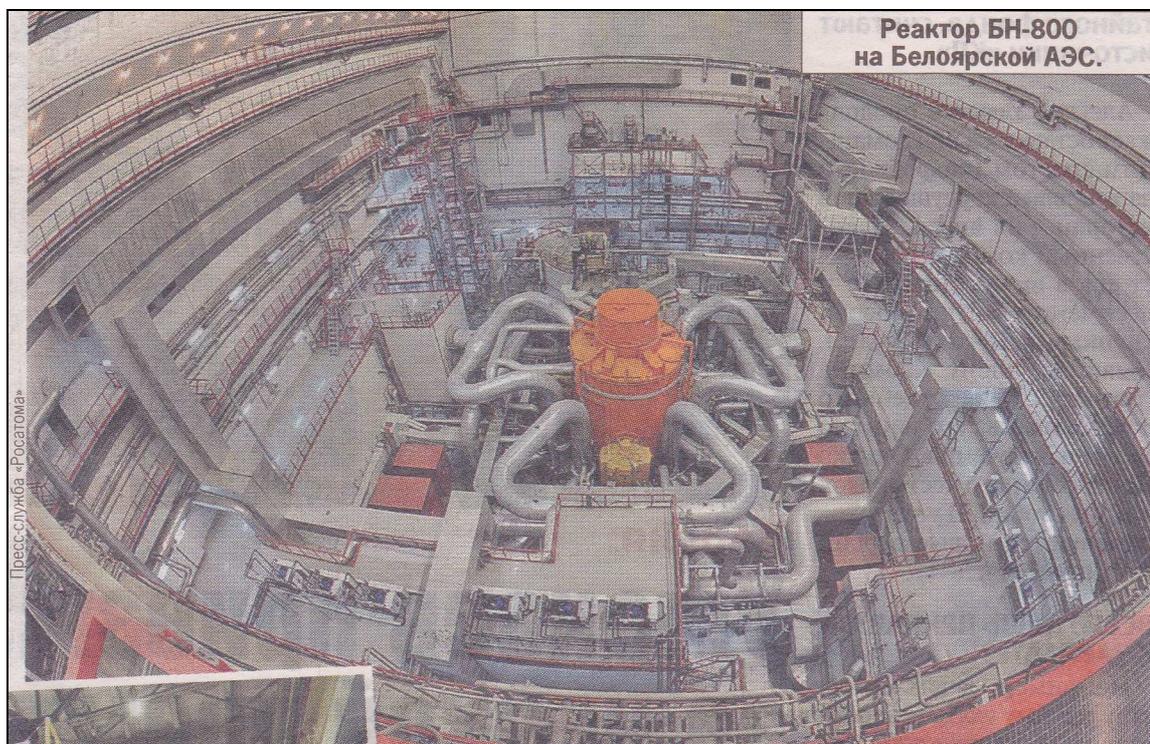


Рис. 29. Энергоблоки АЭС с реакторами на быстрых нейтронах: а – схема перспективного энергоблока АЭС по проекту концерна «Росэнергоатом» [24]; б – опытно-промышленный реактор БН-800 в блоке №4 Белоярской АЭС



Рис. 30. Плавучий энергоблок атомной теплоэлектростанции на Балтийском заводе в г. Санкт-Петербурге

3.3. Воздействие АЭС на окружающую среду

Атомные электростанции расходуют совсем мало топлива (рис. 29). 1 кг низкообогащенного урана, используемого в ядерном топливе, выделяет энергию, эквивалентную сжиганию примерно 100 т (2 вагона) высококачественного каменного угля или 60 т (2 цистерны) нефти [18]. Но добыча и обогащение урана для людей не безвредное производство.

Аварии происходили на атомных электростанциях в разных странах:

«Чолк Ривер» в Канаде, 1952 г.;

«Windscale Pile» в Великобритании, 1957.;

«Святой Лаврентий» во Франции, 1969 г.;

«Браунс Ферри» в США, 1975 г.;

«Богуннице» в Чехословакии, 1976 г.;

Белоярской в СССР, 1978 г.;

«Тримайл Айленд» в США, 1979 г. Из района радиационного воздействия было эвакуировано 200 тысяч человек, работы по очистке разрушенного энергоблока заняли 12 лет и обошлись в 1 млрд долларов;

«Цугура» в Японии, 1981 г.;

«Чернобыльская» в Украине, 1986 г. (рис. 32);

«Пакш» в Венгрии, 2003 г.;

«Михама» в Японии, 2004 г.;

«Фукусима-1» и «Фукусима-2» в Японии, 2011 г. Из 20-километровой зоны эвакуировано около 170 тысяч человек [3].

По основным природоохранным показателям ядерный топливный цикл считается более экологичным, чем угольный, за счет отсутствия выброса парниковых газов, отсутствия потребления кислорода, меньшей землеемкости, меньшего сброса загрязненных вод. По заключению комиссии государственной экологической экспертизы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору российские АЭС признаны в 2008 г. экологически чистыми предприятиями [24; 17]. Однако АЭС потребляют большое количество воды и от них образуется три вида отходов – газообразные, жидкие,

твердые, а также уходящее тепло. В атмосферу от АЭС при штатной работе выбрасываются более 250 ингредиентов, среди которых диоксид серы (40 %), твердые вещества (30 %), оксид углерода (15 %), оксид азота (10 %). Производственные сточные воды АЭС относят к категории нормативно-чистых [26].

Современной концепцией в области влияния факторов внешней среды на здоровье человека во всем мире признана концепция риска. Термин «риск» употребляется как в научных дисциплинах – технических, социальных, экономических, политических, так и в быту. Наибольшую универсальность для практического использования имеет определение, в котором под риском понимают:

- вероятность возникновения опасного воздействия;
- величину неблагоприятного эффекта, связанного с этим воздействием.

На основании оценок риска, обусловленного воздействием различных источников опасности, условно определен диапазон риска летального исхода для современного человека (табл. 6). Минимальный риск 10^{-9} соответствует отдельным событиям, происходящим в естественной среде обитания и приводящим к гибели нескольких десятков людей во всем мире ежегодно. Уровень риска летального исхода 10^{-2} представлен особо опасными видами профессиональной деятельности и возрастными особенностями человека.

Таблица 6

Приблизительные уровни фатального риска в среднем за год [17]

Источник опасности	Риск летального исхода для человека
Работа в рискованных отраслях промышленности, таких как горнодобывающая	$1 \cdot 10^{-3}$ (1 из 1 000)
Дорожно-транспортные происшествия	$1 \cdot 10^{-4}$ (1 из 10 000)
Авария на рабочем месте в весьма безопасных зонах промышленного производства	$1 \cdot 10^{-5}$ (1 из 100 000)
Пожар или взрыв газа дома	$1 \cdot 10^{-6}$ (1 из 1 000 000)
Проживание в окрестностях ядерного объекта при его нормальной эксплуатации	$1 \cdot 10^{-6}$ (1 из 1 000 000)
Удар молнией	$1 \cdot 10^{-7}$ (1 из 10 млн)

Риск от ядерных установок заключается в потенциальной опасности выброса радиоактивных веществ, испускающих ионизирующее излучение. Этот риск, создаваемый в среднем для представителей населения, проживающего в окрестностях какого-либо ядерного объекта, при его нормальной эксплуатации оценивается в общем случае величиной $1 \cdot 10^{-6}$ в год. Такой уровень как раз считается уровнем риска, приемлемого в широком смысле для отдельно взятого человека [17]. Согласно изложенному, в окрестностях АЭС комфортно избирать ПМЖ (рис. 33) и строить дачи, также, как на берегах водохранилищ ГЭС.

Как и другие виды техногенных рисков, радиационный риск, обусловленный деятельностью предприятий атомной промышленности и энергетики, характеризуется вероятностью возникновения у человека и его потомства какого-либо вредного эффекта, вызванного радиоактивным излучением. Единицей измерения дозы радиоактивного облучения является зиверт (Зв), но эта величина весьма велика и неудобна для большинства случаев, поэтому эффект воздействия на индивидуума обычно измеряется в миллизивертах (мЗв), т.е. тысячных долях зиверта.

Годовая доза радиоактивного облучения для населения Земли, получаемая от радиоактивности в почве, радиоактивности в организме (врожденной или приобретенной), а также от космического излучения, составляет около 1 мЗв, при том, что примерно треть этой дозы бывает получена от каждого из названных источников (табл. 7). Эта величина является средней.

Федеральным законом «О радиационной безопасности населения» 1996 года [27] регламентируются основные дозовые пределы искусственного облучения:

20 мЗв – среднее значение индивидуальной дозы облучения персонала АЭС за год в течение 5 последующих лет;

1 мЗв – среднее значение индивидуальной дозы облучения населения за год в течение 5 последующих лет.

**Вклад различных природных и искусственных источников
в облучение человека [17]**

Источники радиации		Доза, мЗв/год	
Естественные	Космическое излучение	0,35	
	Продукты питания и вода	0,3	
	Земная радиация (почва и здания)	0,35	
	Естественная радиация в воздухе	1,2	
Искусственные	Остаточные явления испытаний ядерного оружия	0,01	
	Ядерная энергетика	радиационное воздействие за счет выбросов и сбросов АЭС, усредненное по всему населению Земли	0,001
		усредненный предел дозы персонала АЭС	20
	Медицина	в среднем	0,5
		в том числе рентген груди (разовая доза)	
Другие источники	0,01		

Работающие на современных атомных электростанциях получают разрешенную среднегодовую дозу 20 мЗв/год, а радиационное воздействие за счет выбросов и сбросов АЭС, усредненное по всему населению Земли, составляет 0,001 мЗв/год [17].

Во многих странах введены правила жесткого ограничения любого вида облучения населения, в том числе и медицинского, в дозах, превышающих естественный радиационный фон. Число же облучаемых по причинам места работы, жительства и др. в более высоких дозах, близких к предельно допустимым, не должно превышать 2 % от общего числа жителей страны. Практикуется защита «разбавлением» таких облучаемых среди необлучаемого населения. Например, врачам-радиологам не рекомендуется вступать в брак с лицами аналогичной профессии [28].

Несмотря на успехи и большую значимость использования ядерных технологий в энергетике (а также в военном деле, медицине и других отраслях экономики),

отрицательным фактором, сдерживающим их более широкое внедрение, является образование и накопление радиоактивных отходов (РАО), не подлежащих дальнейшему использованию. По оценкам специалистов МАГАТЭ к концу 2010 г. количество радиоактивных отходов в мире составляло 345000 т, а к 2022 г. достигнет 450000т [68]. Суммарное накопленное количество жидких и твердых отходов энергетического цикла АЭС в России достигает 200 тыс. т [28]. Срок потенциальной опасности отходов исчисляется в десятки и сотни тысяч лет. Обращение с радиоактивными отходами, которые японцы называют ценными сырьевыми материалами будущего – техническая и экономическая задача, решаемая без излишнего драматизма [23]. Для них строят наземные (рис. 34) и подземные (рис. 35) хранилища. Последние считают наиболее безопасными [68]. В России основную часть РАО свозят в централизованное наземное хранилище на территории горно-химического комбината в г. Железногорске Красноярского края. Некоторые специалисты полагают, что хранить радиоактивные отходы лучше всего в океане, где даже в случае утечки радиоактивность будет «разбавлена» [29]. Однако задача окончательного решения не имеет [28].

Важным недостатком атомных электростанций является необходимость вывода из работы их агрегатов через 25–30 лет эксплуатации в связи с физическим износом защитных оболочек атомных реакторов. На Белоярской и Нововоронежской АЭС в 1981–1990 гг. выведены из эксплуатации 4 блока, пущенные в 1964–1969 гг.; на Билибинской, Кольской, Курской, Ленинградской, Нововоронежской АЭС сроки эксплуатации энергоблоков постройки 1970-х гг. продлены на 15–20 лет посредством модернизации (см. табл. 5). Осуществление цикла работ по выводу из эксплуатации блока АЭС является организационно-техническим мероприятием, сопоставимым по объему требуемых временных, материальных и трудовых ресурсов с процессом первоначального сооружения блока. Основной в цикле является проблема сбора, переработки и удаления для последующего хранения или захоронения радиоактивных отходов, которые образуются при демонтаже реактора и радиоактивных конструкций блока в твер-

дом, жидком и газообразном (в виде аэрозолей) состоянии. Факторы обращения с РАО и обеспечения радиационной безопасности играют наиболее значимую роль в стоимости вывода из эксплуатации энергоблока АЭС. Регионы, базирующие свою электроэнергетику на атомных электростанциях, должны заботиться не только о наращивании электрических мощностей, но и о замене выходящих [20].

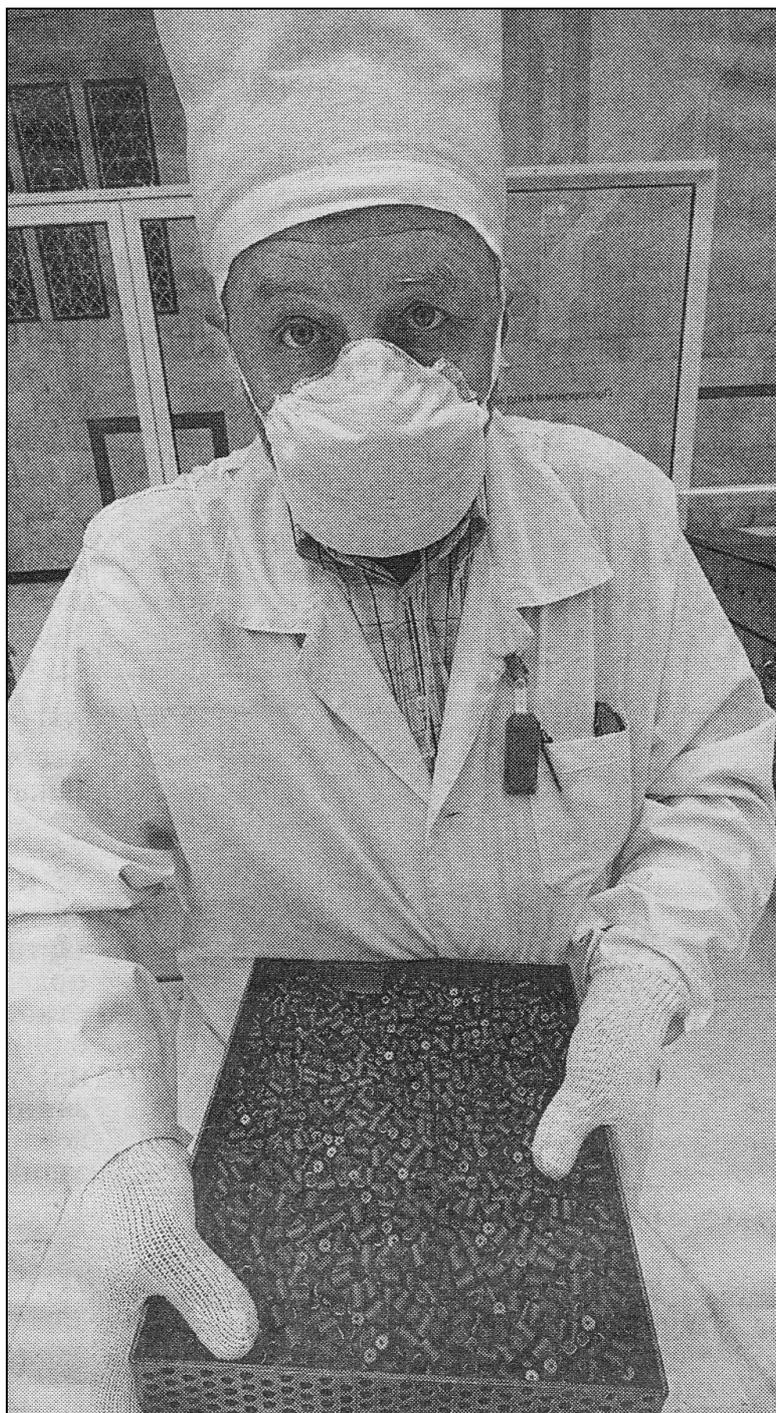


Рис. 31. Популярная демонстрация преимущества атомной электростанции перед тепловой: человек держит лоток с ядерным топливом, количество которого заменяет 60 вагонов каменного угля



Рис. 32. Саркофаг над разрушенным блоком Чернобыльской АЭС
в Украине



Рис. 33. Окрестности Курской АЭС [18]

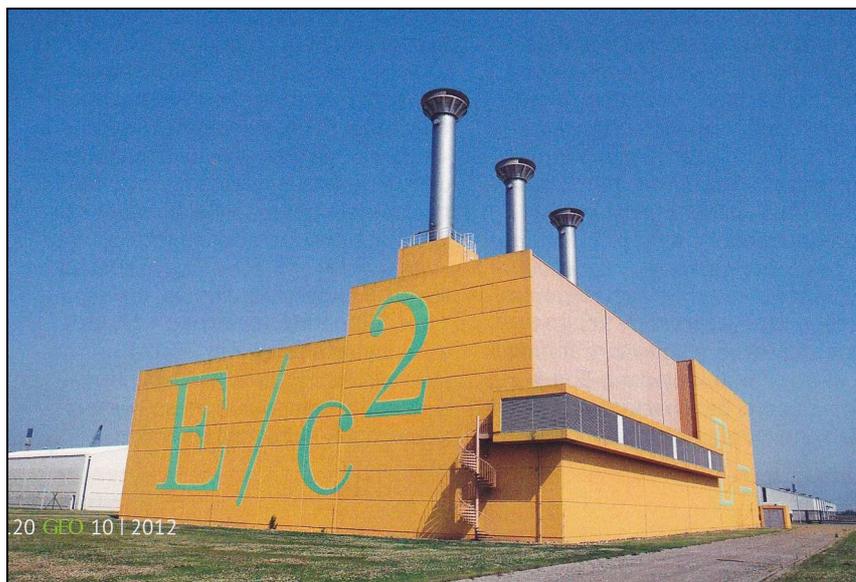


Рис. 34. Наземное хранилище радиоактивных отходов в промзоне Флиссинген – Ост на юго-западе Голландии с бетонными стенами толщиной 1,7 м способное выдержать землетрясение силой 6,5 баллов [68]



Рис.35. Подземная лаборатория на глубине 500 метров в Лотарингии на северо-востоке Франции: глинистые отложения проверяют на пригодность к строительству могильника для радиоактивных отходов [68]

4. Гидроэлектроэнергетика больших рек

4.1. Гидроэнергетический потенциал больших рек

Механическая энергия водного потока (реки), выраженная в киловатт-часах среднегодовой электрической энергии, представляет собой запасы гидроэнергетических ресурсов. Различают:

- потенциальные запасы (теоретический потенциал), которые подсчитывают в предположении, что весь речной сток будет использован для выработки электроэнергии без потерь;
- технические запасы (технический потенциал), т.е. возможная среднегодовая выработка гидроэлектростанций;
- экономически выгодные к использованию запасы (экономический потенциал).

Астрономической цифрой 2 896 млрд кВт·ч/год выражается валовой потенциал возобновляемых гидроэнергетических ресурсов России. Экономический потенциал оценивается в 852 млрд кВт·ч/год [31; 32]. Среди стран-лидеров по гидроэнергетическим ресурсам России принадлежит второе место (табл. 8).

В табл. 9 приведены данные о гидроэнергетических ресурсах крупнейших по величине энергетического потенциала рек России.

По сравнению с другими странами процент использования экономического потенциала рек в России не велик и освоен он по территории страны неравномерно (рис. 36). Так, из приведенного в табл. 9 списка рек, гидроэлектростанции построены на Енисее, Ангаре, Волге, Оби, Колыме (рис. 37), Иртыше, Вилюе, Зее, Бурее, Каме, на других реках нет.

По суммарной установленной мощности ГЭС и выработке электроэнергии на них Россия уступает Китаю, Канаде, Бразилии и США (см. табл. 8).

Таблица 8

**Страны-лидеры по гидроэнергетическим ресурсам
и установленной мощности ГЭС [32]**

Страна	Гидроэнергетический потенциал, ГВт·ч/год		Установленная мощность ГЭС, МВт	Выработка на ГЭС, ГВт·ч/год	Выработка на ГЭС, % от общей по стране	Использование экономического потенциала, %
	технический	экономически целесообразный				
Бразилия	1 300 000	763 000	83 752	331 678	76,6	43,4
Индия	660 000	442 000	37 000	121 650	17,1	27,5
Канада	951 000	536 000	72 660	350 600	59	65,4
Китай	2 474 000	1 750 000	147 000	475 000	14	27,1
Россия	1670 000	852 000	47 000	170 000	18	19,9
США	528 500	376 000	78 200	270 000	7	71,8

Таблица 9

Крупнейшие по величине гидроэнергоресурсы реки России [31]

Река	Энергетический потенциал, млрд кВт·ч/год	Река	Энергетический потенциал, млрд кВт·ч/год	Река	Энергетический потенциал, млрд кВт·ч/год
Енисей	158,3	Катунь	31,0	Омолон	13,1
Лена	144,0	Олекма	25,5	Кама	12,7
Ангара	93,9	Иртыш	25,2	Печора	12,3
Амур (пограничная река)	82,9	Виллой	22,5	Селемджа	12,0
		Котуй	20,9	Абакан	12,0
Волга	54,3	Учур	18,2	Чуна	11,8
Обь	51,4	Подкаменная Тунгуска	18,0	Ока	11,0
Витим	50,7			Чара	11,0
Алдан	48,9	Зея	17,4	Кубань	10,7
Нижняя Тунгуска	41,0	Томь	15,2	Анадырь	10,2
Колыма	39,8	Бурея	14,6		
Индигирка	39,6				

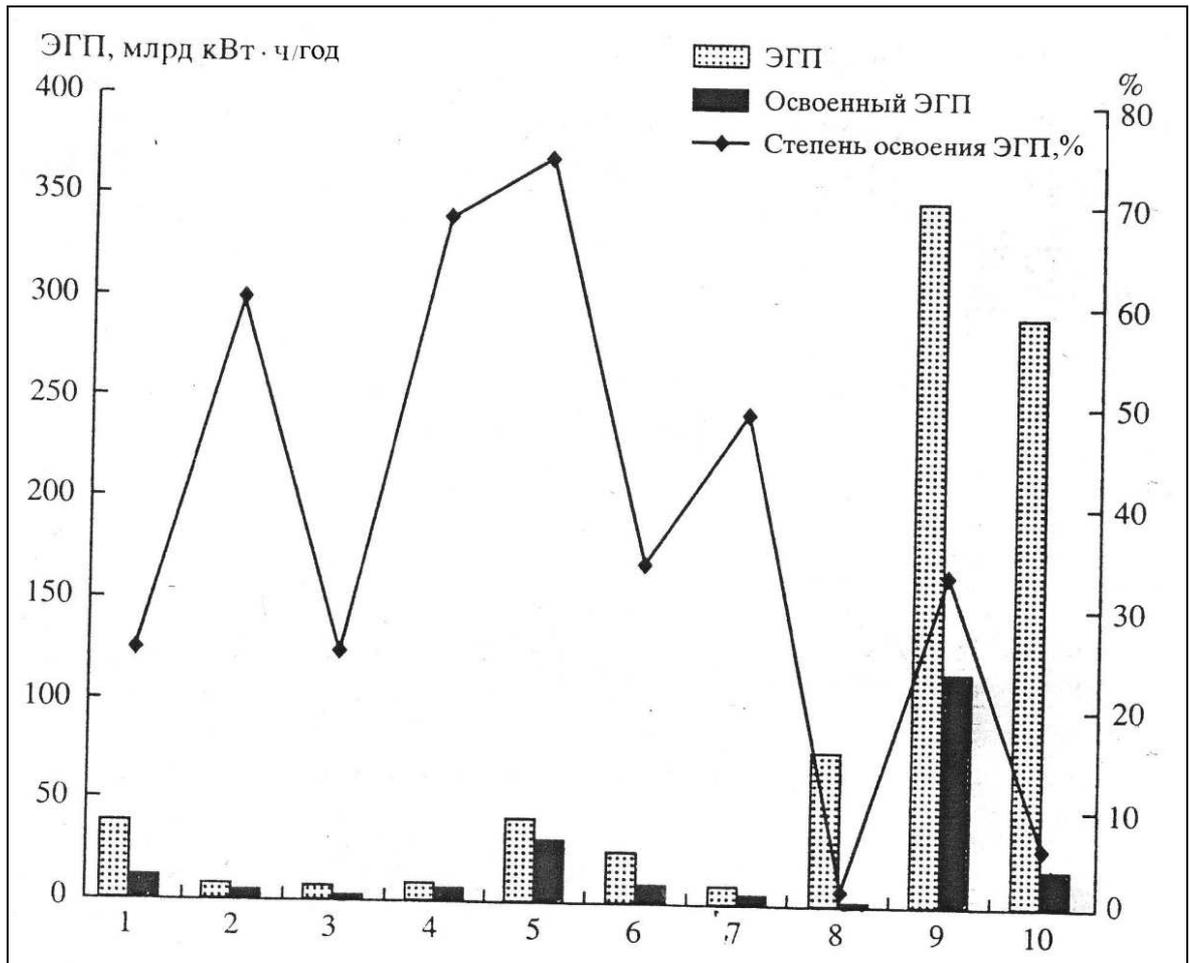


Рис. 36. Освоенность экономического гидроэнергетического потенциала (ЭГП) по экономическим районам Российской Федерации:

1 – Северный; 2 – Северо-Западный; 3 – Центральный; 4 – Волго-Вятский; 5 – Поволжский; 6 – Северо-Кавказский; 7 – Уральский; 8 – Западно-Сибирский; 9 – Восточно-Сибирский; 10 – Дальневосточный [33]



Рис. 37. Река Колыма: протекает по территории Хабаровского края, Магаданской области, Республики Саха (Якутии), Чукотского АО; впадает в Восточно-Сибирское море; длина 2129 км; падение 1432 м; средний годовой сток в устье $121 \text{ км}^3/\text{год}$ ($3830 \text{ м}^3/\text{с}$); на реке две гидроэлектростанции – Колымская в 1850 км от моря мощностью 900 МВт и Усть-Среднеканская в 1677 км от моря мощностью 550 МВт

4.2. Гидроэлектрические станции (ГЭС)

На гидроэлектростанциях гидравлическая энергия преобразуется в электрическую энергию.

Для гидроэлектростанции необходимы расход воды Q , м³/с, и сосредоточенный перепад уровней воды, т.е. напор H , м. Вода под действием силы тяжести движется через здание ГЭС из верхнего бьефа (водохранилища) в нижний бьеф (русло реки за плотиной) и вращает рабочее колесо турбины, на одном валу с которым находится ротор электрогенератора. Турбина и генератор вместе образуют гидроагрегат. Приблизительно мощность агрегата равна

$$N_a = 8 \cdot Q \cdot H_0, \text{ кВт},$$

где множитель «8» учитывает КПД турбины и генератора [73].

Имеются две основные схемы создания напора ГЭС:

1) **Плотинная схема**, когда напор создается плотиной. В плотинной схеме в зависимости от величины напора гидроэлектростанция может быть русловой (рис. 38) или приплотинной (рис. 39).

2) **Деривационная схема**, когда напор создается преимущественно посредством деривации, осуществляемой в виде открытого канала (рис.40) или туннеля в горном массиве (рис. 41).

Первой крупной гидроэлектростанцией в нашей стране явилась Волховская ГЭС на р. Волхове (рис. 42) установленной мощностью 66 МВт, построенная в 1926–1928 гг. Рядом с Волховской ГЭС и на ее базе в 1929–1932 гг. был построен первый советский алюминиевый завод.

В настоящее время на реках России работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт, в том числе 15 ГЭС мощностью свыше 1 000 МВт (табл. 10). Основной вклад в суммарную годовую выработку ГЭС вносят электростанции Волжско-Камского (21 %) и Ангаро-Енисейского (57 %) каскадов.

ГЭС Волжско-Камского каскада все русловые. На рис. 43 и рис.44 показана одна из них – Нижнекамская, установленной мощностью 1250 МВт.

Гидроэлектростанции России мощностью более 1 000 МВт [7]

Гидроэлектростанция	Река	Мощность, МВт	Среднегодовая выработка, млрд кВт·ч
<i>Европейская часть России</i>			
Волгоградская	Волга	2 673	11,1
Жигулевская	Волга	2 400	10,1
Чебоксарская	Волга	1 370	2,2
Саратовская	Волга	1 360	5,35
Нижнекамская	Кама	1 250	2,67
Загорская ГАЭС	–	1 200	1,95
Воткинская	Кама	1 020	2,22
Чиркейская	Сулак	1 000	2,47
<i>Сибирь и Дальний Восток</i>			
Саяно-Шушенская	Енисей	6 720	24,5
Красноярская	Енисей	6 000	17,5
Братская	Ангара	4 500	22,6
Усть-Илимская	Ангара	3 840	21,7
Богучанская	Ангара	3 000	17,6
Бурейская	Бурей	1 975	7,1
Зейская	Зея	1 330	4,1

На р. Енисее построена крупнейшая ГЭС России – Саяно-Шушенская, по мощности (6,72 млн кВт), уступающая лишь ГЭС Три ущелья в Китае (22,5 млн кВт), Итайпу в Бразилии (12,6 млн кВт), Гури в Венесуэле (10,3 млн кВт) и Гранд-Кули в США (10 млн кВт). 17 августа 2009 г. в здании Саяно-Шушенской ГЭС произошла авария, которая привела к трагической гибели 75 человек и разрушению нескольких гидроагрегатов станции. Российская гидроэнергетика лишилась на некоторое время 14 % мощности ГЭС страны, затем гидроагрегаты были вновь введены в эксплуатацию [13].

Братская ГЭС на р. Ангаре (рис. 45–49) установленной мощностью 4,5 млн кВт является мировым лидером по общему объему выпуска электроэнергии. В 1961 г. был введен ее первый агрегат, за период временной эксплуатации 1961–1967 гг. она выработала 64 млрд кВт·ч электроэнергии, стоимость

которой превысила затраты на сооружение ГЭС, а к 50-летию со дня пуска (2011 г.) выработка электроэнергии составила 1 трлн 40 млрд кВт·ч. Ни одна ГЭС мира не может сравниться с ней по этому показателю.

В ряде районов Сибири, Северо-Запада, Северного Кавказа гидроэлектростанции являются основой электрификации промышленности, сельского хозяйства и быта [8]. Примером могут служить Виллюйские ГЭС, обеспечивающие электроэнергией алмазодобывающую промышленность Якутии.

В отрасли «Водное хозяйство» гидроэлектростанции состоят водопользователями.

Важнейшим требованием энергетики к водохранилищу ГЭС является получение максимальной выработки энергии, повышение располагаемой мощности гидроэлектростанции и наибольшее участие в балансе мощности энергосистемы.

Потребление воды турбинами ГЭС неравномерно в течение суток, недели, года из-за неравномерности нагрузки энергосистемы. Суточная неравномерность нагрузки энергосистемы определяется сменностью работы предприятий, а также неодинаковым потреблением электроэнергии в разное время суток на освещение и на хозяйственно-бытовые нужды. Недельная неравномерность определяется тем, что в выходные дни многие предприятия не работают и поэтому потребность в электроэнергии меньше, чем в рабочие дни. Внутригодовые изменения энергопотребления обуславливаются сменой климатических сезонов, а также сезонностью работы отдельных отраслей экономики и предприятий (рис. 50).

Режим работы гидроэлектростанций приходится приспособлять к изменениям нагрузки энергосистемы путем суточного, недельного, годового регулирования стока с помощью водохранилищ. В периоды повышенной нагрузки ГЭС использует воду, накопленную в водохранилище, а в периоды сниженной нагрузки сток аккумулируется.

При этом **основным назначением гидроэлектростанций в современных энергосистемах является участие в покрытии пиков суточной нагруз-**

ки (рис. 51). Разница максимальной и минимальной нагрузки (мощности) суточного графика в энергосистемах доходит до 10–20 млн кВт. Покрытие пиков графиков нагрузки тепловыми электростанциями невозможно по техническим и экономическим причинам. Агрегаты же ГЭС в течение 1 минуты воспринимают нагрузку энергосистемы, а возможный диапазон регулирования мощности близок к установленной мощности ГЭС [36]. В энергообъединениях России гидроэлектростанции покрывают 40–70 % переменной части графиков нагрузки, располагая 90 % резерва регулировочной мощности [31; 4].

Гидроэлектростанции с водохранилищами выполняют также функции аварийного резерва. На них сосредоточено около 40 % всей резервной мощности энергосистем [31]. Насколько значителен общий энергетический резерв, видно хотя бы из того, что запас воды, содержащийся в водохранилищах Волжско-Камского каскада, эквивалентен 14,4 млрд кВт·ч электроэнергии. ГЭС с водохранилищами сезонного и многолетнего регулирования представляют энергетический резерв, не требующий никаких дополнительных капиталовложений и эксплуатационных затрат [36].

Когда на реках создаются не изолированные гидроэлектростанции, а каскады ГЭС и водохранилищ, между ними возникают не только электрические, но и водохозяйственные взаимосвязи. Так, Рыбинское водохранилище многолетнего регулирования в Волжском каскаде повышает гарантированную мощность и выработку и регулирует пропуск половодий на нижележащих гидроэлектростанциях. В целом по Волго-Камскому каскаду режим использования водных ресурсов водохранилищ за многолетний период их эксплуатации отвечал интересам важнейших водопользователей и являлся близким к оптимальному, как с точки зрения экономической эффективности, так и энергетической. Об этом свидетельствуют данные табл. 11, где приведены значения средней многолетней расчетной и фактической выработки электроэнергии ГЭС. Из табл. 11 следует, что средняя фактическая выработка отдельных ГЭС либо соответствовала расчетной, либо превышала ее. Стабильность выработки энергии

на ГЭС объясняется надежностью водных ресурсов и мобильностью гидроэнергетических мощностей [37].

Таблица 11

Данные ОАО «Институт Гидропроект» о выработке электроэнергии на гидроэлектростанциях Волжско-Камского каскада за период от начала эксплуатации по 2011 г. [37]

Гидроэлектростанции	Установленная мощность, МВт*	Максимальный напор, м	Расчетная средняя многолетняя выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Фактическая средняя годовая выработка электроэнергии за весь период нормальной эксплуатации ГЭС, млн кВт·ч	Годы: ввод первого агрегата–ввод на полную мощность
р. Волга					
Иваньковская	30	17	130	130	1937
Угличская	110	14	240	240	1940
Рыбинская	330/338	18	960	960	1941–1950
Нижегородская	520	17	1560	1560	1955–1957
Чебоксарская**	1404/1370	18,6	2220	2200	1980
Жигулевская	2300	30	10000	10360	1955–1957
Саратовская	1359/1360	15	5200	5620	1967–1970
Волгоградская	2541/2426	27	11000	11470	1958–1962
р. Кама					
Камская	504/483	21	1780	1890	1954–1957
Воткинская	1000/1020	23	2530	2480	1961–1963
Нижнекамская**	1248/1205	18,8	1630	1570	1980
Суммарно по каскаду					
	11346/11162		37250	38470	

* В числителе – проектные значения, в знаменателе – современные.

** По Чебоксарской ГЭС выработка дана при ВПУ = 63,0 (проектный НПУ = 68,0); по Нижнекамской ГЭС выработка дана при ВПУ = 63,3 (проектный НПУ = 68,0).

Получение электроэнергии на ГЭС экономически выгодно. Структура затрат на производство электроэнергии ГЭС и ТЭС примерно такова [31]:

Элементы затрат, %	На ГЭС	На ТЭС
топливо	–	60
амортизация	85	19
зарплата	5	14
прочие	10	7
	<hr/> 100	<hr/> 100

Из-за отсутствия топливной составляющей себестоимость электроэнергии на ГЭС в 5–8 раз ниже себестоимости электроэнергии на ТЭС и АЭС, что позволяет получать высокую прибыль от эксплуатации гидроэлектростанций [8; 4].

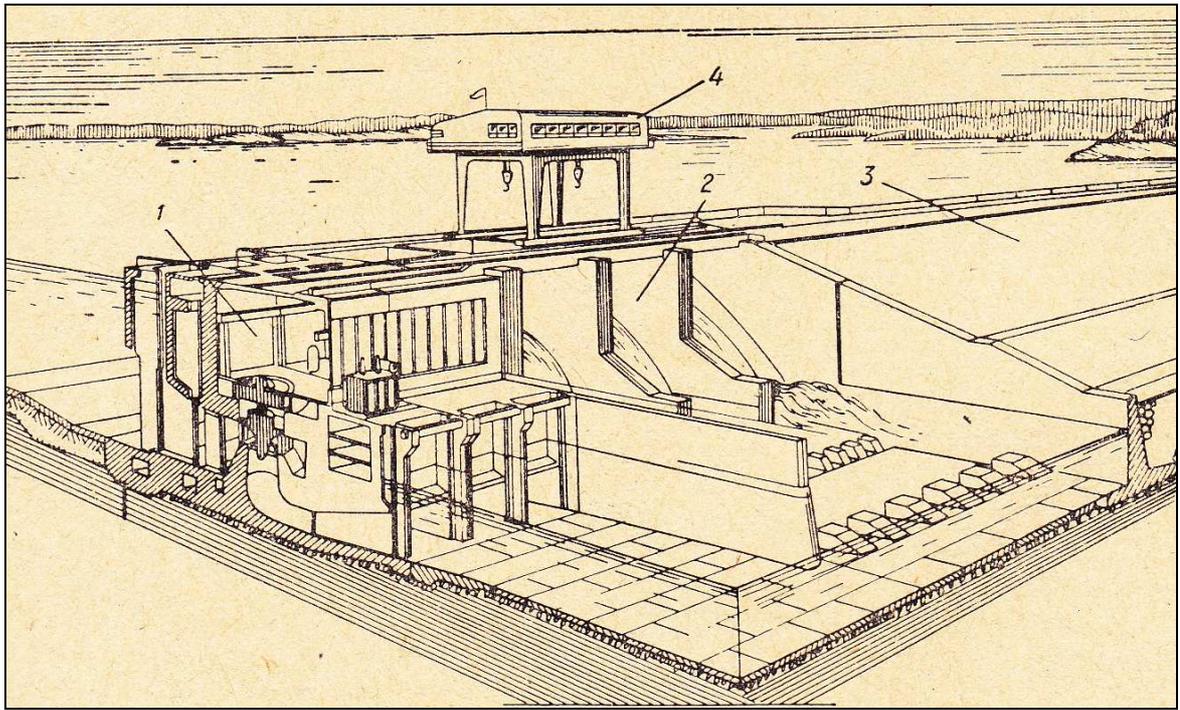


Рис. 38. Плотинная схема с русловой ГЭС:
 1 – здание ГЭС; 2 – водосливная плотина; 3 – глухая плотина; 4 – кран для подъема и опускания затворов

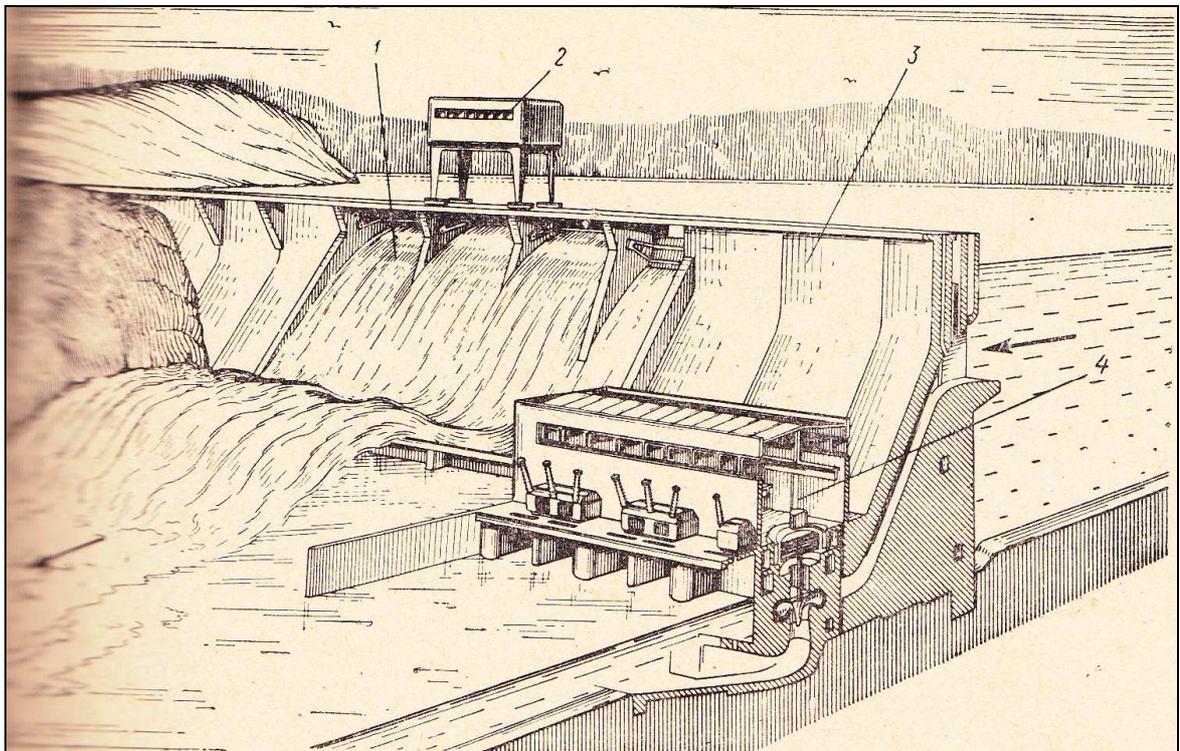


Рис. 39. Плотинная схема с приплотинной ГЭС:
 1 – водосливная плотина; 2 – кран для подъема и опускания затворов; 3 – станционная плотина; 4 – здание ГЭС

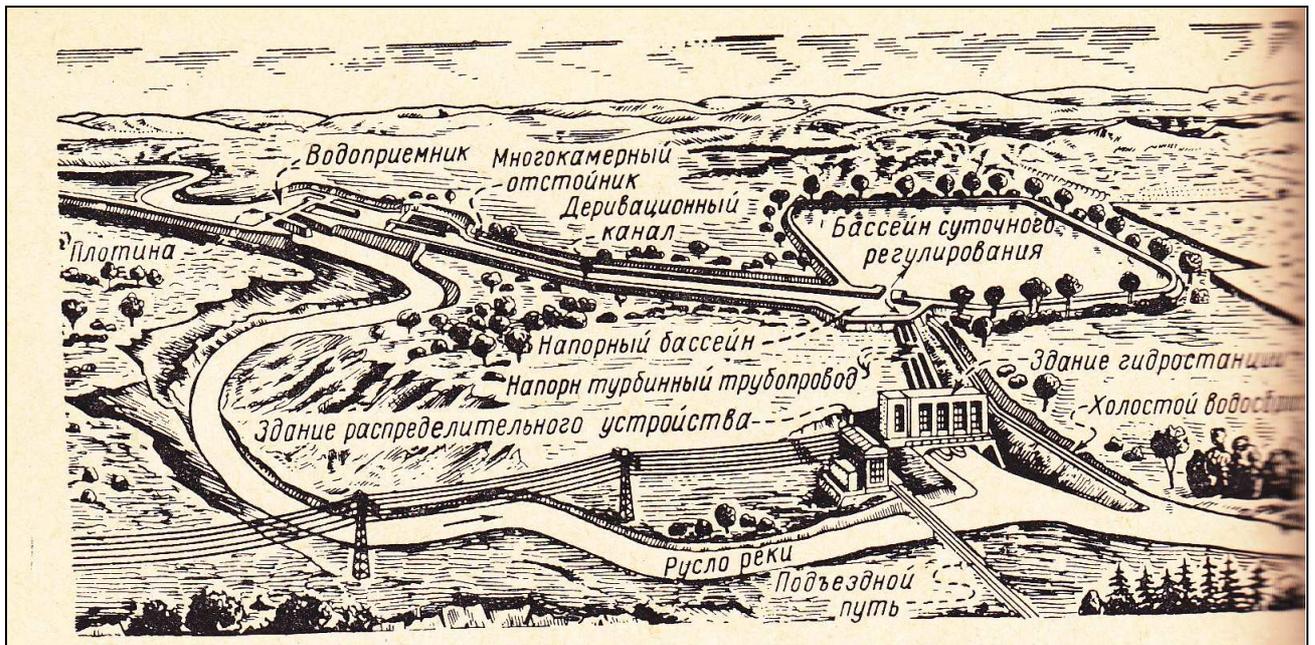


Рис. 40. Деривационная схема ГЭС с каналом

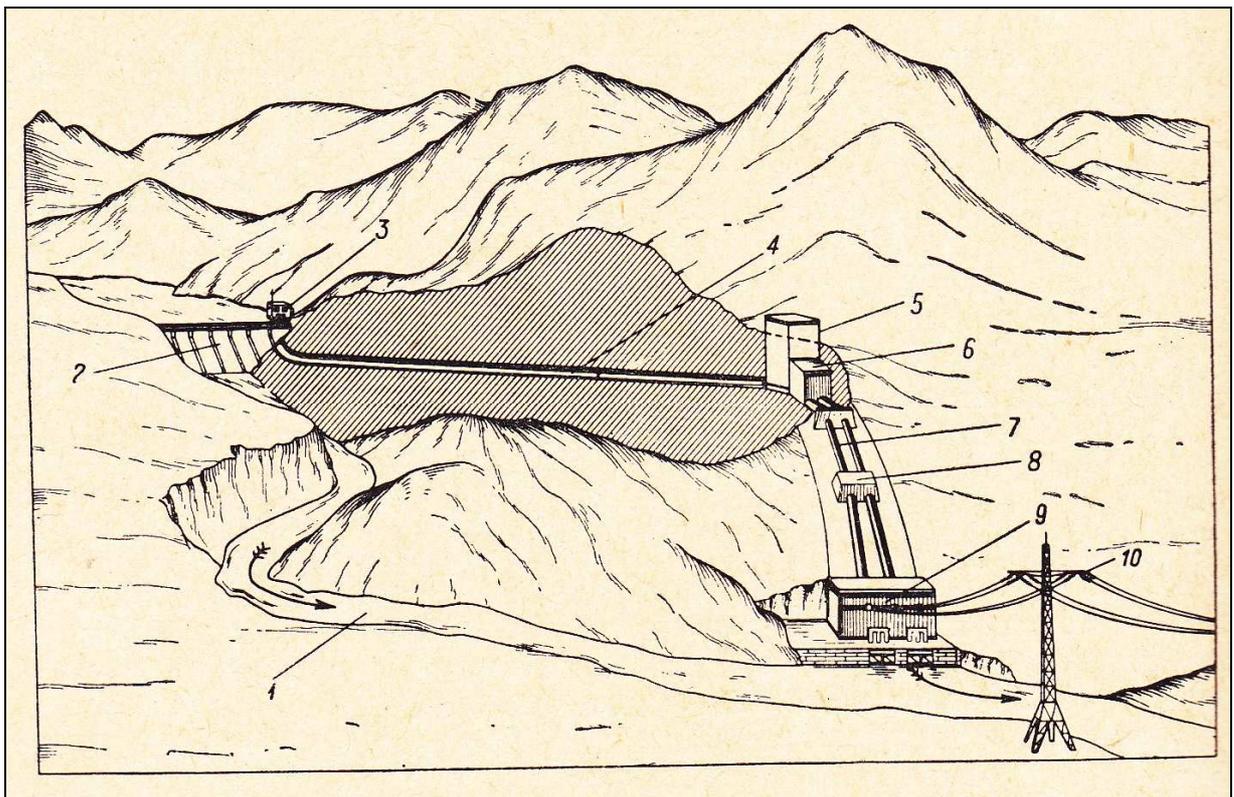


Рис. 41. Деривационная схема ГЭС с напорным подводящим туннелем в горном массиве:

- 1 – русло реки; 2 – плотина; 3 – водоприемник; 4 – напорный туннель; 5 – уравнильный резервуар; 6 – помещение затворов; 7 – турбинные трубопроводы; 8 – анкерная опора; 9 – здание ГЭС; 10 – ЛЭП



Рис. 42. Русловая Волховская ГЭС на р. Волхове, построенная по плану ГОЭЛРО в 1926 – 1928 гг. Фото 1950 –х гг.



Рис. 43. Нижнекамская гидроэлектростанция на р. Каме, вид с верхнего бьефа



Рис. 44. Нижнекамская гидроэлектростанция на р. Каме, вид с нижнего бьефа

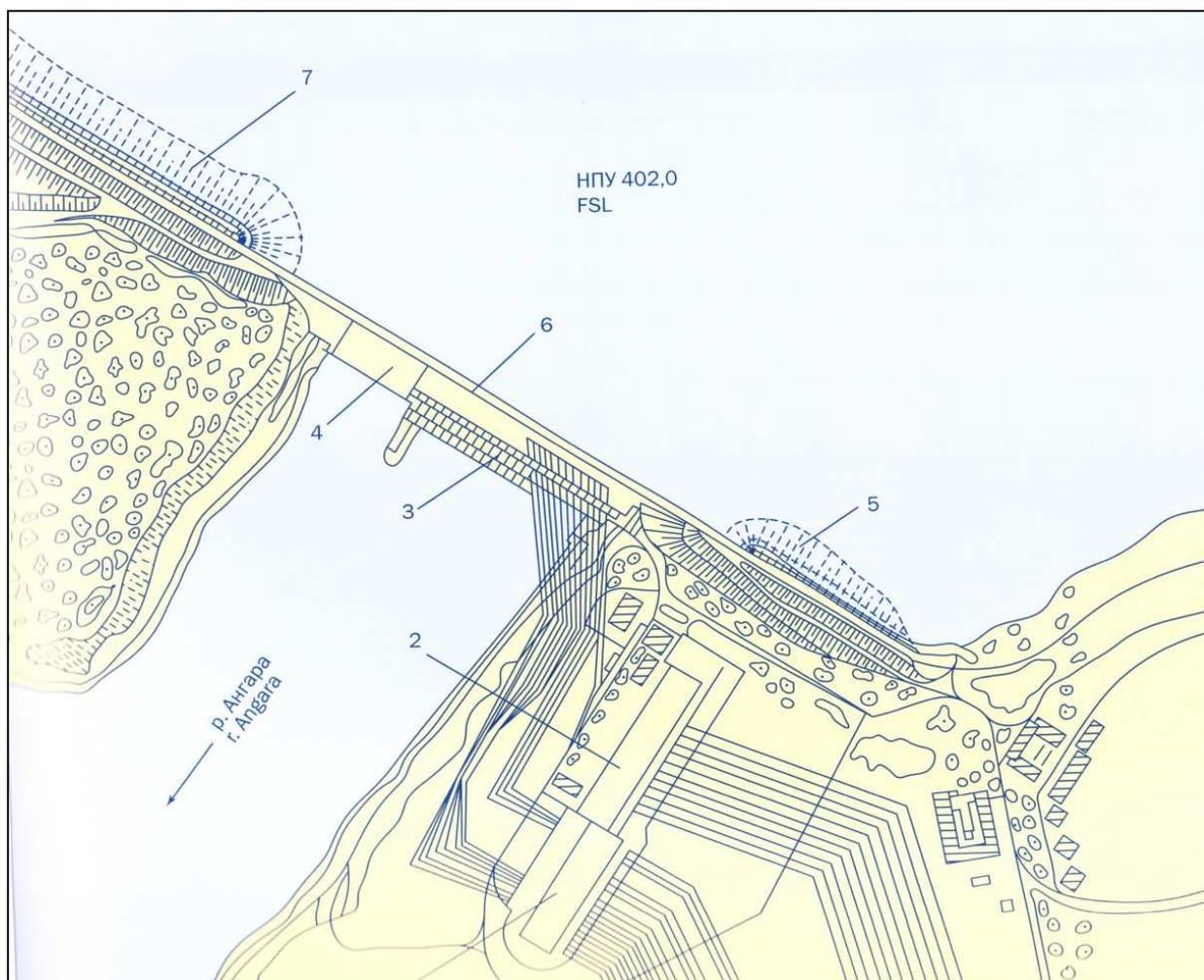


Рис. 45. План Братского гидроузла на р. Ангаре с бетонной плотиной и приплотинным зданием гидроэлектростанции:

1 – открытое распределительное устройство (ОРУ) 500 кв; 2 – ОРУ 220 кв; 3 – приплотинное здание ГЭС; 4 – водосливная часть бетонной плотины; 5 – левобережная земляная плотина; 6 – станционная часть бетонной плотины; 7 – правобережная земляная плотина. Параметры гидроузла: максимальная высота плотины – 125 м; полный объем водохранилища – 169,3 км³; пропускная способность водосброса – 11930 м³/с; установленная мощность ГЭС – 4500 МВт; число агрегатов ГЭС - 18

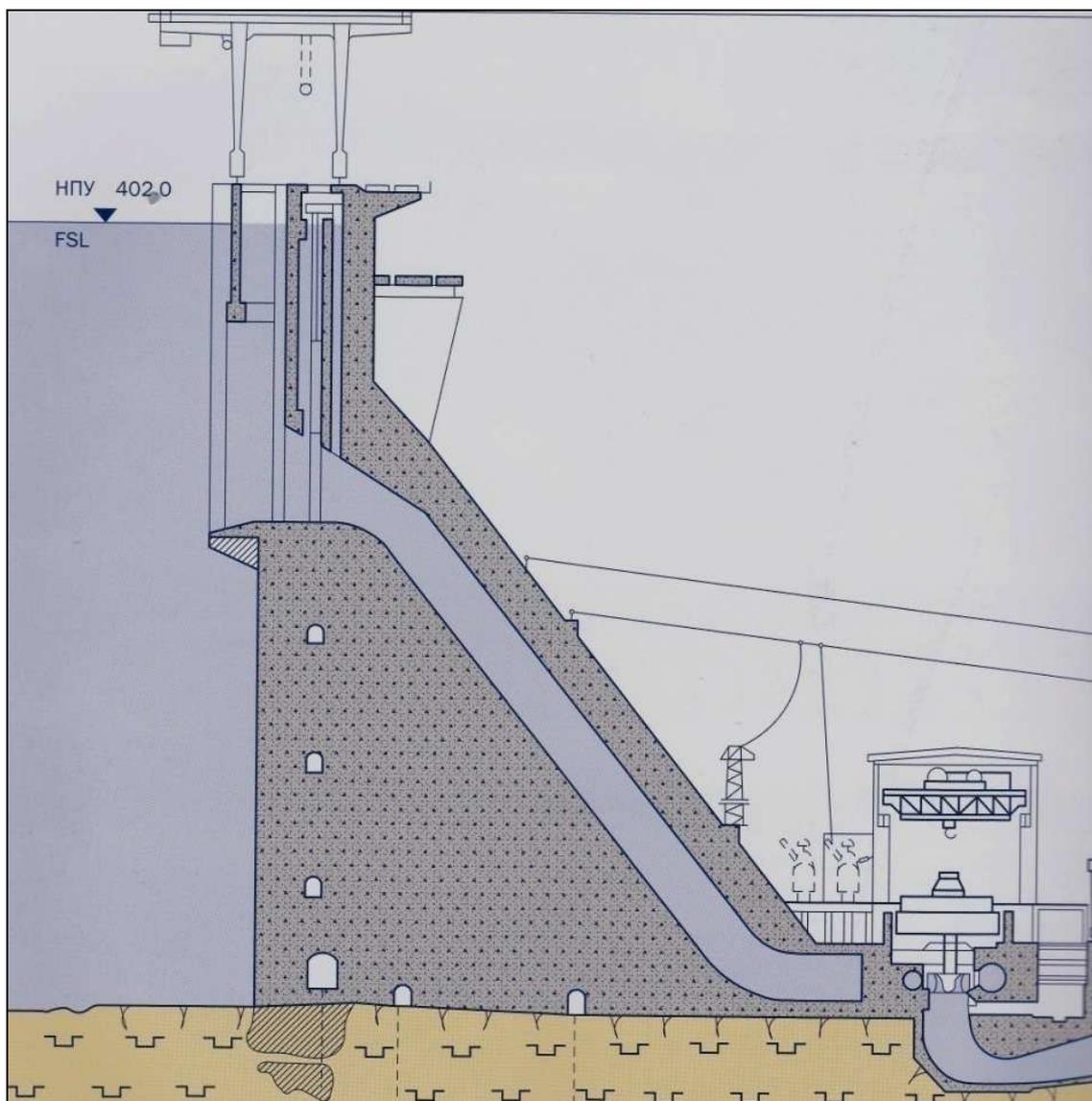


Рис. 46. Разрез по стационарной части бетонной плотины и приплотинному зданию Братской ГЭС



Рис. 47. Вид со стороны нижнего бьефа на станционную часть бетонной плотины и приплотинное здание Братской ГЭС

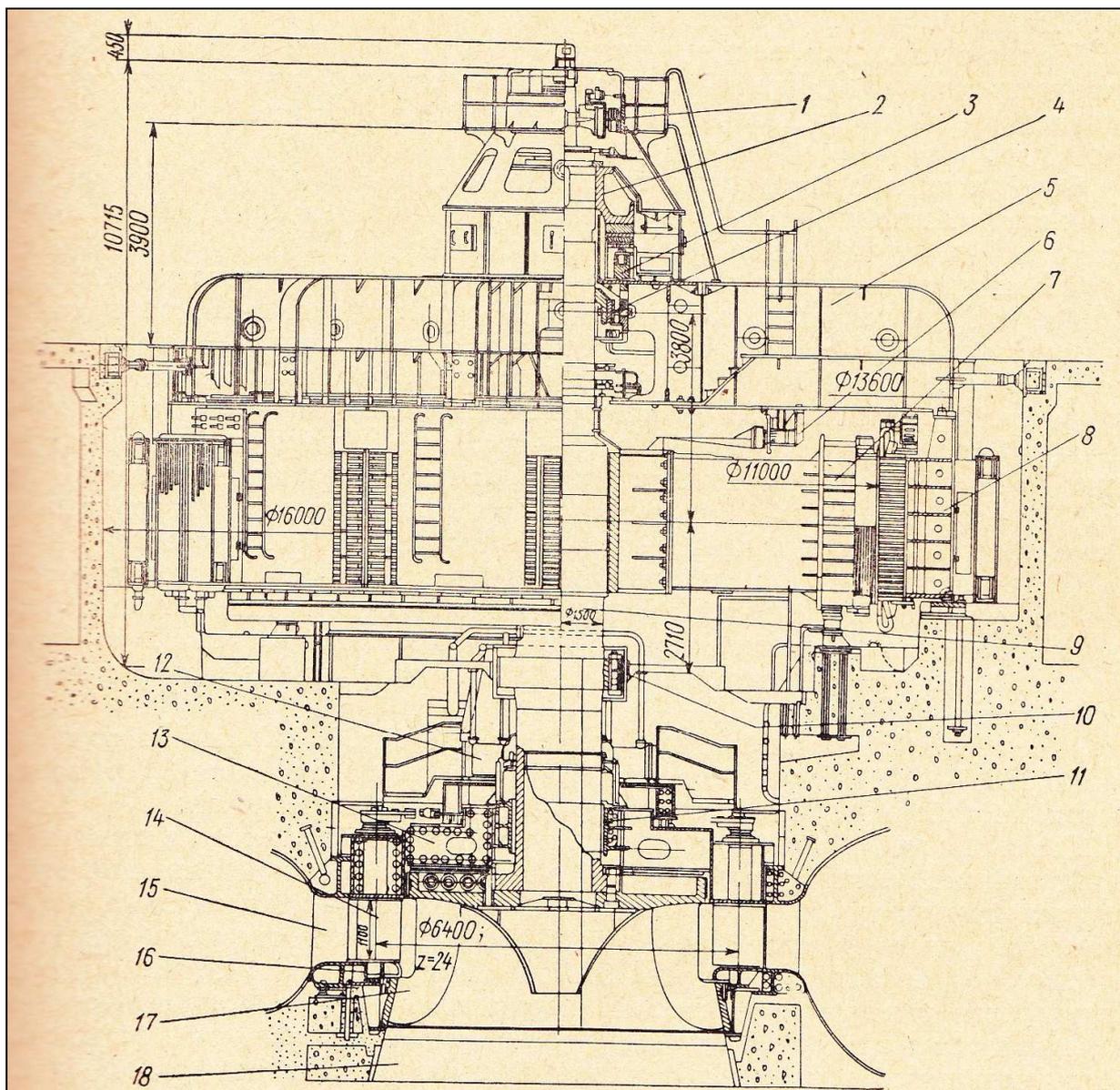


Рис. 48. Разрез гидроагрегата Братской ГЭС (225 МВт; 15,75 кВ; 125 об/мин):
 1 – возбудитель вспомогательной синхронной машины; 2 – запрессованная на валу ступица подпятника с зеркалом; 3 – подпятник; 4 – верхний направляющий подшипник; 5 – верхняя крестовина; 6 – вспомогательная синхронная машина; 7 – активная сталь ротора; 8 – корпус статора; 9 – вал генератора; 10 – нижний направляющий подшипник генератора; 11 – нижний направляющий подшипник турбины; 12 – сервомоторы направляющего аппарата турбины; 13 – крышка турбины; 14 – направляющий аппарат; 15 – статор турбины; 16 – нижняя цапфа лопатки направляющего аппарата; 17 – рабочее колесо турбины; 18 – отсасывающая труба



Рис. 49. Машинный зал Братской ГЭС (18 гидроагрегатов)

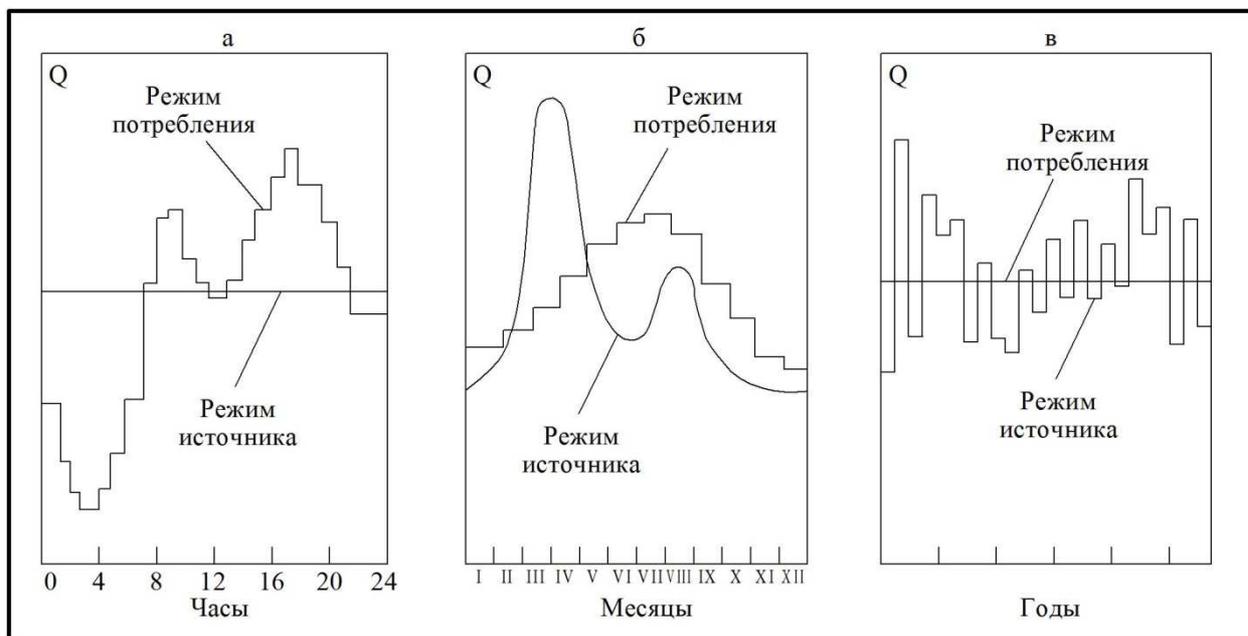


Рис. 50. Сопоставительные графики режимов стока и потребления в энергосистеме:
а – суточный; б – годовой; в – многолетний [35]

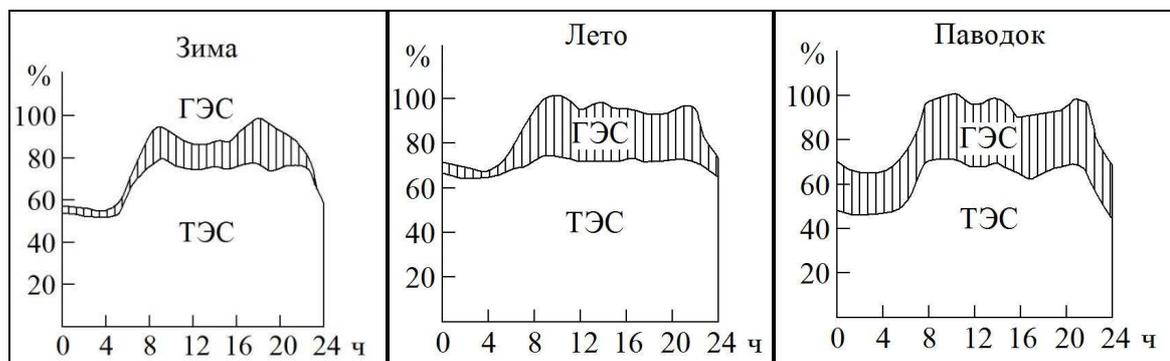


Рис. 51. Схемы участия гидроэлектростанций в покрытии суточных графиков электрической нагрузки (мощности) энергетической системы, % [31]

4.3. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)

Для суточного регулирования мощностей энергосистем наряду с ГЭС эффективны гидроаккумулирующие электростанции.

ГАЭС в ночные часы суток за счет электроэнергии, получаемой из энергосистемы, перекачивает насосами воду из нижнего бассейна в верхний бассейн, расположенный на какой-либо возвышенности. Днем и особенно вечером, когда электропотребление в энергосистеме увеличивается, вода из верхнего бассейна пропускается через турбины в нижний бассейн, ГАЭС вырабатывает электрическую энергию и отдает ее в энергосистему.

На ГАЭС обычно устанавливают обратимые агрегаты: гидравлическая машина таких агрегатов работает в качестве насоса и турбины, а электрическая машина – двигателем и генератором.

Сегодня в Подмосковье работает Загорская ГАЭС установленной мощностью 1200 МВт, построенная в 1980–2000 гг., и с 2007 г. строится Загорская ГАЭС-2 мощностью 840 МВт. Нижним бассейном станции является водохранилище на р. Куньей полным объемом 49,5 млн м³ (рис. 52), верхним бассейном – искусственный котлован полным объемом 29,9 млн м³, который увеличивают для работы ГАЭС-2 (рис. 53, рис. 54). Перепад уровней воды в бассейнах 104,0 м. Здание ГАЭС (рис. 55) имеет обратимые агрегаты.

Строительство ГАЭС требуется в европейской части России, где проявляется дефицит маневренной электрической мощности.

При работе ГЭС и ГАЭС в составе энергетических систем (рис. 56) улучшаются технико-экономические показатели всей системы в целом благодаря высокой маневренности и приспособляемости этих станций к переменным режимам электропотребления.



Рис. 52. Вид на нижний бассейн, здание станции, напорные водоводы Загорской ГАЭС



Рис. 53. Котлован верхнего бассейна Загорской ГАЭС-2 в период Строительства

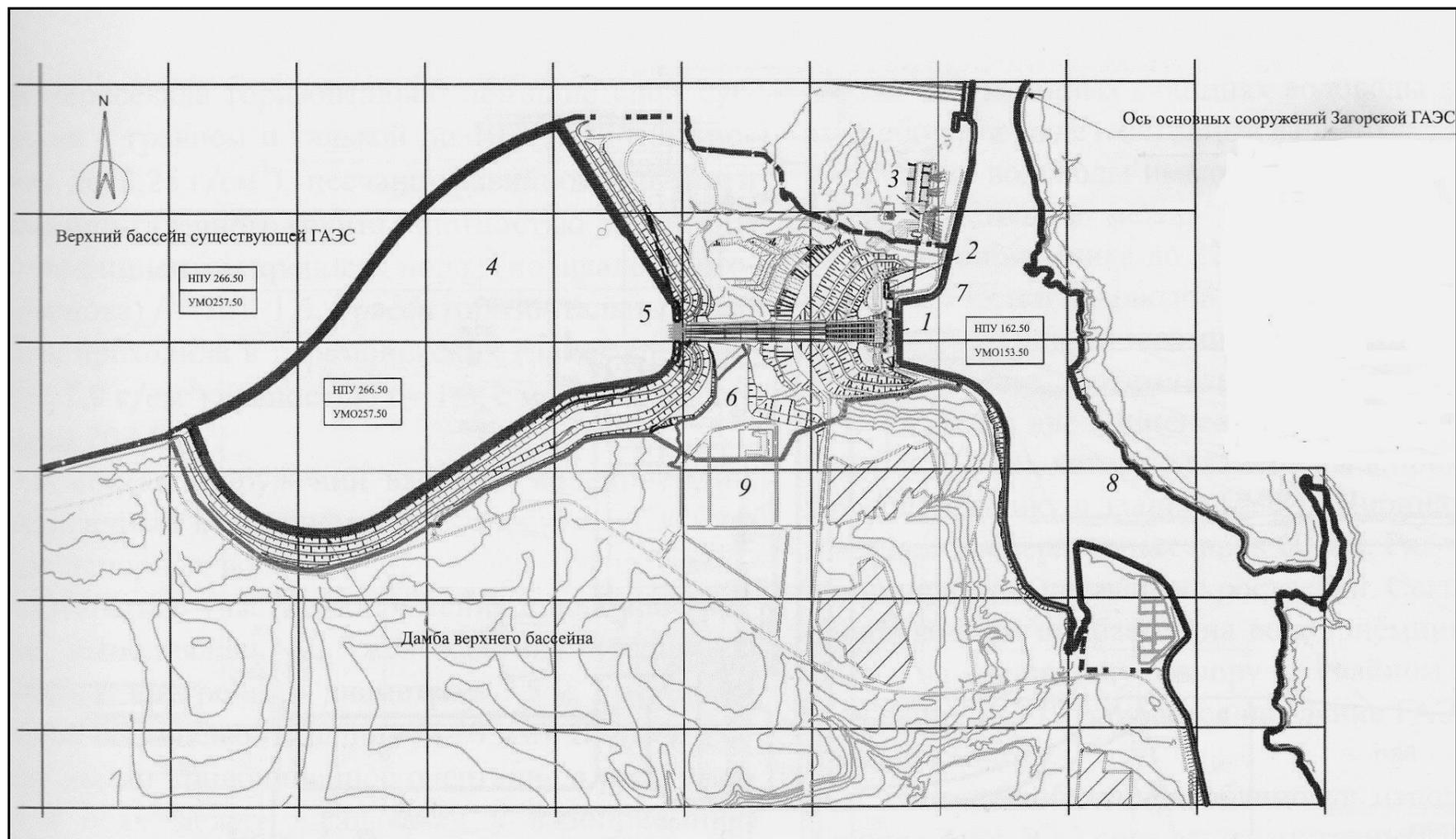


Рис. 54. План сооружений Загорской ГАЭС – 2 и ее верхнего бассейна: 1 – здание ГАЭС, площадка трансформаторов; 2 – котельная; 3 – распределительное устройство 500кв; 4 – верхний бассейн; 5 – водоприемник; 6 – водоводы; 7 – реверсивный канал; 8 – нижний бассейн; 9 – хоздвор

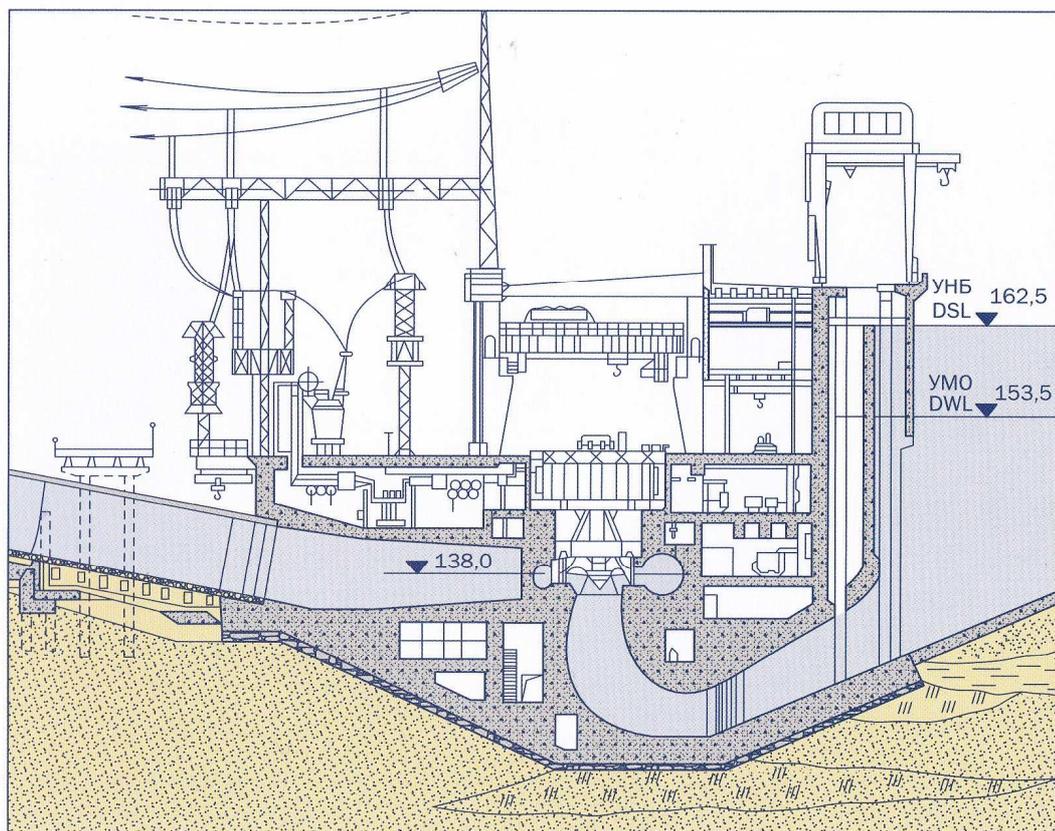


Рис. 55. Разрез по зданию Загорской ГАЭС с обратимыми агрегатами

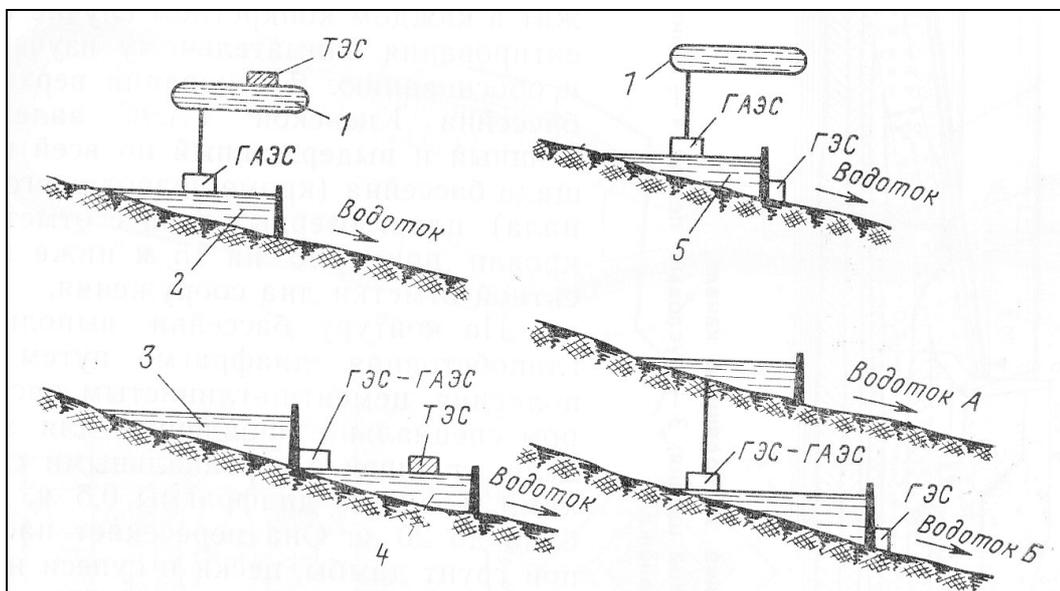


Рис. 56. Принципиальные схемы энергокомплексов, включающих ГАЭС: 1 – верхний бассейн (пруд-охладитель); 2 – нижний бассейн; 3 – верхнее водохранилище; 4 – нижнее водохранилище (пруд-охладитель); 5 – водохранилище (нижний бассейн) [38]

4.4. Воздействие ГЭС на окружающую среду

Гидроэлектростанции являются наиболее экологически чистым производителем электроэнергии по сравнению с ТЭС и АЭС. Они не потребляют атмосферного кислорода, не делают никаких выбросов в атмосферу, ничего не выделяют ни в воду, ни в грунт, не дают никаких отходов, требующих захоронения (рис. 57).

В нашей стране значительное число крупных энергетических гидроузлов создано в необжитых местах, и они явились пионерными промышленными объектами регионов. Например, сооружение Братской и Красноярской ГЭС привело к созданию в районах их влияния алюминиевой, машиностроительной, целлюлозной, лесной, горно-обогатительной и другой промышленности. Возросла численность населения. Это привело к развитию транспортной сети и созданию сельскохозяйственных объектов более высокого уровня, чем до строительства гидроузлов. Очевиден вывод: крупные гидроузлы с гидроэлектростанциями оказывают воздействие на природную среду как непосредственно, так и косвенно – через производственные объекты, порожденные ими, и вследствие преобразования инфраструктуры региона [42]. Так же, как ТЭС и АЭС, питающие электроэнергией промпредприятия и города.

Собственно гидроузлы оказывают несущественное воздействие на природу. Если удастся построить плотину в гармонии с окружающей средой, то образуется своеобразный ансамбль, который придает новую ценность красоте естественного пейзажа, а по эстетическому восприятию не уступает произведению искусства (рис. 58).

Хорошо запроектированное сооружение создает впечатление простоты и уверенности в его надежности. Важно, чтобы при включении в окружающую обстановку не выделялось ни само сооружение, ни то, для чего оно предназначено. При этом не должен нарушаться окружающий ландшафт и сооружение не должно с ним дисгармонизировать. Оно должно создавать впечатление, что всегда здесь находилось и что это самое подходящее для него место.

В художественном отношении гидроузлы являются образцами величественных монументальных сооружений, с которыми не могут сравниться другие технические достижения [42] (см. рис. 47).

Наибольшие возмущения в природную среду вносят вновь созданные водохранилища. Природная среда претерпевает разнообразные изменения в силу многогранности воздействия водохранилищ, особенностей их показателей и динамики развивающихся процессов.

На рис. 59 изображена схема изменений в природной среде, вызываемых созданием и эксплуатацией водохранилищ.

Прежде всего изменяется природа самых водных объектов.

Образованное на месте участка реки водохранилище получает существенно иные морфометрические параметры – ширину и площадь водного зеркала, глубину и объем и пр. Прямым следствием изменения морфометрии является образование зон затопления и подтопления, а также зоны переформирования берегов водоема, приводящее к нарушению прежнего состояния прибрежной территории.

Аккумуляция и регулирование стока водохранилищами значительно преобразует естественный гидрологический режим рек. В наибольшей степени его изменяют крупные водохранилища многолетнего и сезонного регулирования.

Замедление течений, сокращение водообмена приводит к изменению гидрохимического режима водохранилища по сравнению с рекой.

Влияние водохранилищ распространяется также на природу прилегающих территорий.

Изменение гидрологического режима при наполнении водохранилищ сопровождается изменением гидрогеологических условий – повышением уровней подземных вод, увеличением водоносности подземных горизонтов.

Вследствие переформирования берегов и отложения наносов изменяется геологическое строение котловины, занятой водохранилищем.

Крупные водохранилища гидроэлектростанций оказывают влияние на местный климат прилегающих территорий.

В специальной литературе освещаются изменения биологических условий после создания водохранилищ.

Строительство гидроузлов с водохранилищами в целом отрицательно влияет на природную среду, как отрицательно влияет на нее любая деятельность человека: строительство зданий, разбивка регулярных парков, промышленное строительство, прокладка дорог и т.д. Свое отрицательное влияние на природу человек осуществлял всегда. Он строит гидротехнические сооружения и водохранилища чтобы целенаправленно приспособить силы природы для своего блага [42]. При этом, практически ни одно из множества построенных водохранилищ не показало несовместимости с природной средой и не привело к последствиям, угрожающим жизни людей и природных комплексов [20].

Восприятие людьми окружающей действительности всегда подчинялось определенным факторам, одним из которых являются средства массовой коммуникации, структурирующие социальную реальность. Людей интересуют не факты, а образы. Какую информацию транслируют на наше сознание, такие образы мы и имеем. На слух «французская косметика» звучит привлекательнее, чем «русская косметика». Но «русские танки» звучит убедительнее, чем «французские танки».

Так, российским гидротехникам приписывали экологическую катастрофу, какой считалось обмеление Каспийского моря в 1970-е гг. в связи с зарегулированием р. Волги. Однако время показало, что человек бессилён повелевать природой в таких масштабах: без его участия уровень Каспийского моря стал вновь подниматься и это вызвало осложнения в хозяйственной деятельности [44] (рис. 60).

Значительное затопление земель рассматривают обычно как наиболее существенное воздействие водохранилищ энергетического назначения на природную среду.

Коснемся этого вопроса.

Затопление – это повышение уровня воды водотока или водоема, приводящее к образованию свободной поверхности воды на участке территории [45].

Подсчитанная общая длина гидротехнически преобразованных участков на 203 реках при сооружении 315 наиболее крупных водохранилищ России составляет примерно 36,5 тыс. км. Это меньше 3 % общей длины российских рек (без учета водотоков длиной до 10 км). Наибольшее число рек с преобразованными участками долин принадлежит бассейнам Волги, Невы, Енисея, Тобола и Дона [6].

По официальным данным на 1 января 1999 г. общий земельный фонд Российской Федерации составлял 1 709,8 млн га (табл. 12).

Таблица 12

Структура распределения земельного фонда Российской Федерации по целевому назначению [46; 47]

Категория земель	Площадь, млн га
Земли сельскохозяйственного назначения	454,9
Земли населенных пунктов	20,9
Земли промышленности, транспорта, связи и иного назначения	17,6
Земли природоохранного, заповедного, оздоровительного, рекреационного назначения	31,7
Земли лесного фонда	1 046,3
Земли водного фонда	19,9
Земли запаса	118,5
Всего	1 709,8

Соотношение между землями различного назначения в регионах страны существенно неодинаково. В центре европейской части и на Урале 3–4 % площади занимают селитебные и урбанизированные территории, доля которых уменьшается к северо-востоку. Около 26,6 % земельного фонда страны составляют земли сельскохозяйственного назначения. В структуре этих земель преобладают сельскохозяйственные угодья – 221,2 млн га, и земли, пригодные для северного оленеводства – 145,7 млн га [46]. Обширные земельные площади отведены под электроэнергетику (ГЭС, ТЭС, АЭС), их доля достигает примерно 10 % всех земель, находящихся в несельскохозяйственном использовании для нужд промышленности, транспорта, городов и др.

В 1950–1960 гг. большие площади земель были отведены под крупные равнинные водохранилища ГЭС в Волжско-Камском бассейне, а в последующие десятилетия в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – в бассейне Енисея, на Вилюе, Зее, Колыме и др. По состоянию на 1990 г. под водохранилища ГЭС в России отведено 4,720 млн га земель (табл. 13) [16; 48].

Таблица 13

Площади затопления земель водохранилищами ГЭС в России [48]

Годы	Площадь затопления земель водохранилищами, млн га				Доля земель, затопленных водохранилищами, к общей площади страны, %
	всего	в том числе			
		сельскохозяйственные угодья	лесные площади	прочие	
1985	4,506	1,670	1,921	0,915	0,26
1990	4,720	1,688	2,069	0,963	0,28

Отведенные под водохранилища ГЭС земли составляют 0,28 % площади нашей страны. Для сравнения: доля площади водохранилищ к общей площади страны в США – 0,8 %, Канаде – 0,60 %, Испании – 0,42 % [44].

Наиболее ценными из изымаемых под водохранилища считаются земли сельскохозяйственного использования и занятые лесами. По грубой оценке водохранилищами ГЭС занято 0,4 % сельскохозяйственных угодий и 0,3 % лесных площадей России [48].

Еще сравнения (табл. 14): под российскими городами в два с лишним раза больше земель, чем под водохранилищами; земли, занятые дорогами и водохранилищами по площади сопоставимы; площадь отведенных под водохранилища ГЭС земель равна площади земель, непригодных для жизнедеятельности из-за упавших на нее частей космических ракет (рис. 61).

Таблица 14

**Сравнительные данные о площади земель, занятых
для различных видов жизнедеятельности в России
(по официальным и неофициальным данным)**

Чем занята земля	Занятая площадь, млн га	Доля от территории России, %
Площадь территории России (1982 г.)	1 707,500	100
Города (1990 г.)	11,098	0,64
Автомобильные дороги федеральные, региональные и муниципальные – 1145000 км при средней ширине полосы отчуждения 20 м (2008 г.)	2,290	0,13
Железные дороги общего пользования – 870 825 км при средней ширине полосы отчуждения 20 м (1994 г.)	1,741	0,10
Непригодная для жизнедеятельности территория из-за упавших на нее частей космических ракет (2007 г.)	4,800	0,28
Свалки отходов (2010 г.)	1,0	0,05
Водохранилища (1990 г.)	4,720	0,28

В период 1950-х гг., когда строились крупные гидроузлы на равнинных реках европейской части страны, показатель затопления достиг 78 га/1 млн кВт·ч выработки ГЭС (табл. 15). В последующем затопления при создании водохранилищ резко снизились. На уровне середины 1980-х гг. средняя величина затоплений составляла 26,4 га/1 млн кВт·ч [48]. Если взять конкретные примеры, то для первенцев Волжского каскада Ивановской и Рыбинской ГЭС рассматриваемый показатель достигал 160 га/1 млн кВт·ч, для последней по времени строительства Чебоксарской ГЭС он составил 14 га/1 млн кВт·ч, для ГЭС Ангара-Енисейского каскада равен в среднем 4,1 га/1 млн кВт·ч [44].

Таблица 15

**Удельный показатель изъятия земель в России под водохранилища
гидроэлектростанций [16; 48]**

Годы	Изъятие земель, га на 1 млн кВт·ч выработки ГЭС	
	всех земель	сельскохозяйственных земель
1950-е	78,0	–
1971–1975	40,0	17,5
1976–1980	32,2	13,2
1981–1985	28,1	11,5
1986–1990	26,4	10,6

В табл. 16 приведены данные о затоплении земель водохранилищами Волжско-Камского каскада ГЭС. По каждому водохранилищу площадь затопления земель, указанная в таблице, несколько меньше площади зеркала воды при НПУ за счет того, что водохранилищем затапливаются не только суша, но и акватория реки в бытовом состоянии.

Таблица 16

**Площади земель, затопленных водохранилищами
Волжско-Камского каскада [21; 50; 51]**

Водохранилище	Площадь зеркала воды при НПУ, км ²	Площадь затопления земель, тыс. га				
		всего	в том числе			
			пашни	сенокосы, пастбища	леса, кустарники	прочие земли
Иваньковское	327	29,2	9,8	7,8	7,0	4,6
Угличское	249	13,7	5,6	5,4	1,5	1,2
Рыбинское	4 550	434,0	58,2	116,3	241,2	18,3
Горьковское	1 591	129,2	21,0	47,0	41,0	20,2
Чебоксарское (НПУ=68,0 м)	2 270	167,5	7,7	46,5	97,8	16,5
Куйбышевское	6 450	503,9	69,5	208,3	163,3	62,8
Саратовское	1 831	116,9	7,5	45,6	47,3	15,6
Волгоградское	3 120	269,3	30,4	107,0	70,2	61,7
Камское	1 915	175,5	9,9	58,2	83,4	24,0
Воткинское	1 120	92,2	23,9	7,2	42,2	18,9
Нижекамское	2 650	198,3	21,0	83,3	50,3	43,7
Всего	26 073	2 128,8	264,5	732,6	845,2	286,5

Водохранилища Волжско-Камского каскада затопили более 2,1 млн га, в том числе почти 1 млн га земель сельскохозяйственного использования и 0,85 млн га лесных площадей.

По данным официальной статистики в 2000 г. на территории бассейна р. Волги земли сельскохозяйственного назначения занимали 96876400 га, а лесами покрыто 32 000 000 га [52]. Если соотнести с этими цифрами площади земель, затопленных водохранилищами Волжско-Камского каскада, то последние составят около 1 % сельскохозяйственных земель и около 2,6 % лесных площадей бассейна р. Волги.

Иваньковское водохранилище, заполненное первым на р. Волге в 1937 г., затопило 29,2 тыс. га земель (рис. 62).

На Верхней Волге наибольшие затопления были сделаны Рыбинским водохранилищем (1941–1947 гг.): 241,2 тыс. га лесных площадей; 58,2 тыс. га пашни (408 колхозов); 116,3 тыс. га лугов, дававших лучшее в России сено.

Чебоксарское водохранилище, заполненное последним по времени в Волжско-Камском каскаде (1982 г.), имеет в 2,5 раза меньшую проектную площадь затоплений, чем Рыбинское, при том, что установленная мощность Чебоксарской ГЭС (1 370 МВт) в 4 раза больше, чем Рыбинской ГЭС (346,4 МВт).

Воздействие крупных водохранилищ на сложившуюся социальную обстановку в долинах рек прежде всего связывают с необходимостью переселения людей из зон затопления.

Так, при заполнении в Рыбинского водохранилища в Молого-Шекснинском междуречье ушли под воду г. Молога (рис. 63, 64), фабричный пос. Абакумово, г. Борисоглебск, затопление коснулось городов Мышкин, Брейтово, Весьегонск, Пошехонье. Из зоны затопления были перенесены по разным оценкам от 663 до 745 населенных пунктов, от 17 до 26,5 тыс. хозяйств, 26,4 тыс. строений, переустроено 150 км железных дорог, переселено от 116,7 до 130 тыс. человек [25; 50]. Поручены 40 приходских храмов, 3 монастыря [53].

А, например, в зоне затопления строящегося водохранилища Усть-Среднеканской ГЭС на р. Колыме постоянно проживающего населения нет [20].

Масштабы переселения людей (в большинстве сельских жителей) из зон водохранилищ при гидроэнергетическом строительстве в России были относительно велики, особенно в первой половине XX в. Но данный факт не огорчал большевиков. В 1974 г. вышло Постановление Совета Министров СССР о ликвидации малых и бесперспективных деревень. Из 144 тыс. деревень 114 тыс. было приговорено к уничтожению. Это была политика советского государства. Страна из деревенской превращалась в городскую [54]. А между переписями населения 2002 и 2011 гг. с карты страны исчезли 8,5 тыс. сел и деревень – при

отсутствии гидроэнергетического строительства. Причиной процесса называют урбанизацию и ничего плохого в нем как бы и нет.

Затопление земель при создании водохранилищ является неизбежным фактором, но его нельзя рассматривать как только негативное явление. Надо иметь в виду, что изъятие земель под водохранилища является одним из видов их производственного использования; оно определяется потребностями экономики страны. Взамен сельскохозяйственной и лесной продукции с этих земель получают другую продукцию – электроэнергию, рыбу, перевозки грузов по водным путям и т.д., а в случае использования водных ресурсов для орошения, обводнения и для устранения наводнений – также и сельскохозяйственную продукцию [35; 44; 48].

Сегодня, согласно опросам ВЦИОМ, 39 % россиян ожидают ухудшения экологической обстановки в их местности, а 7 % думают, что она станет лучше. Главная опасность для природы, по мнению сограждан, – это вырубка лесов (44 %), транспорт (38 %), выбросы промышленных предприятий (38 %), но отнюдь не искусственные водные объекты (водохранилища).



Рис. 57. Панорама Павловской ГЭС на р. Уфе с нижнего бьефа

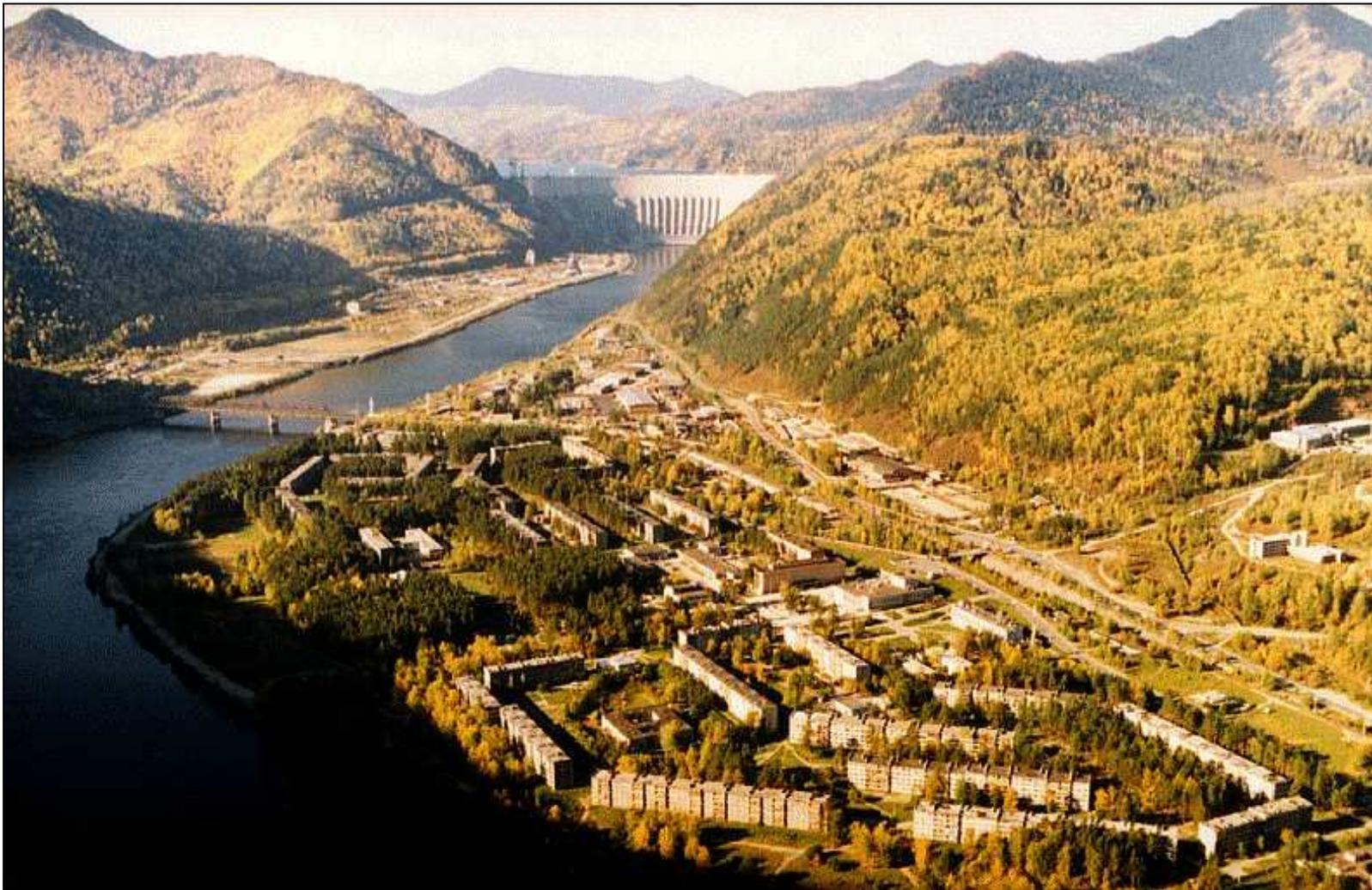


Рис. 58. Плотина Саяно-Шушенской ГЭС, искусно встроенная в природный ландшафт

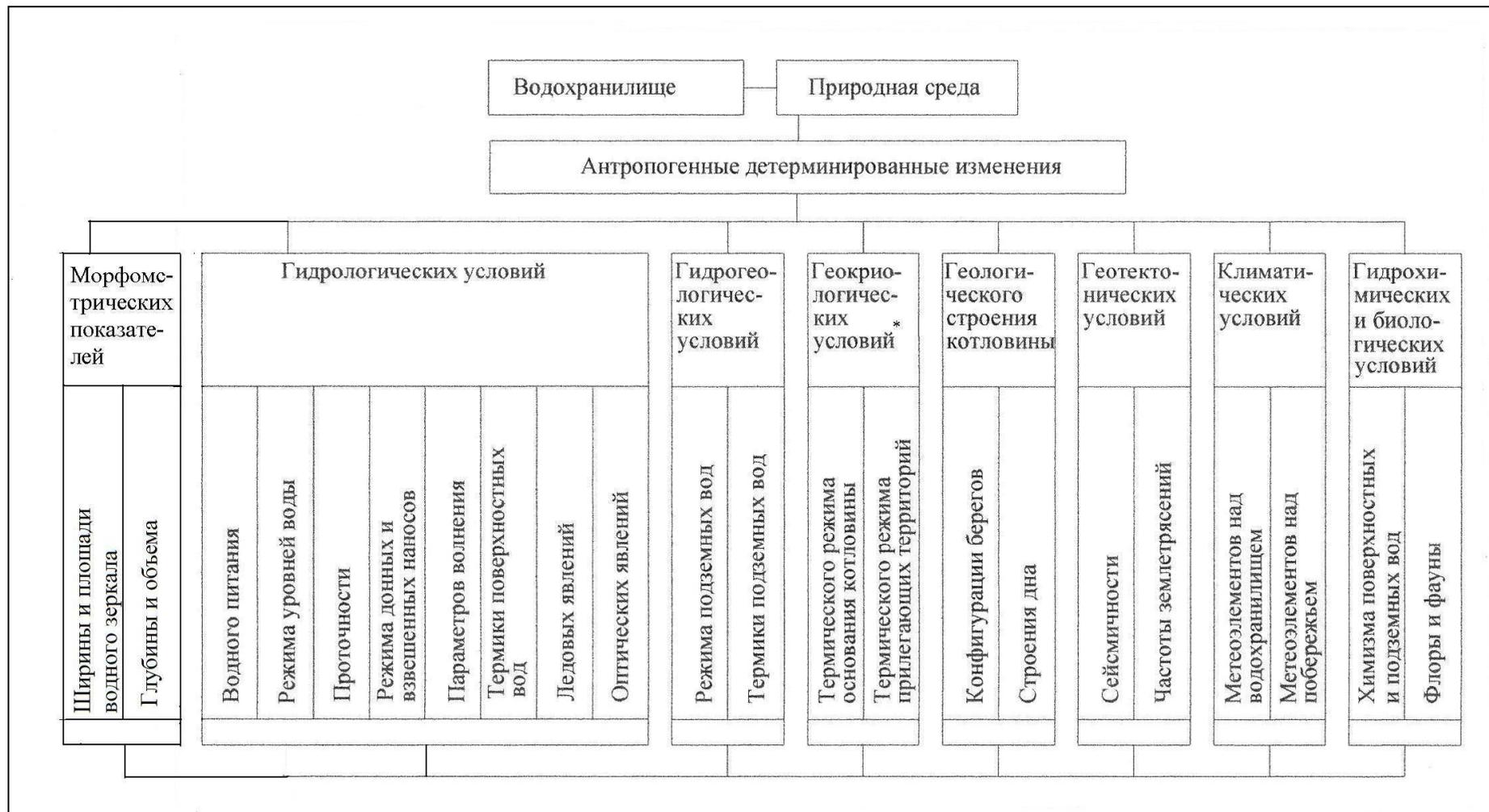


Рис. 59. Схема изменений в природной среде, вызываемых созданием и эксплуатацией водохранилища (* касается водохранилищ, расположенных в области вечной мерзлоты)

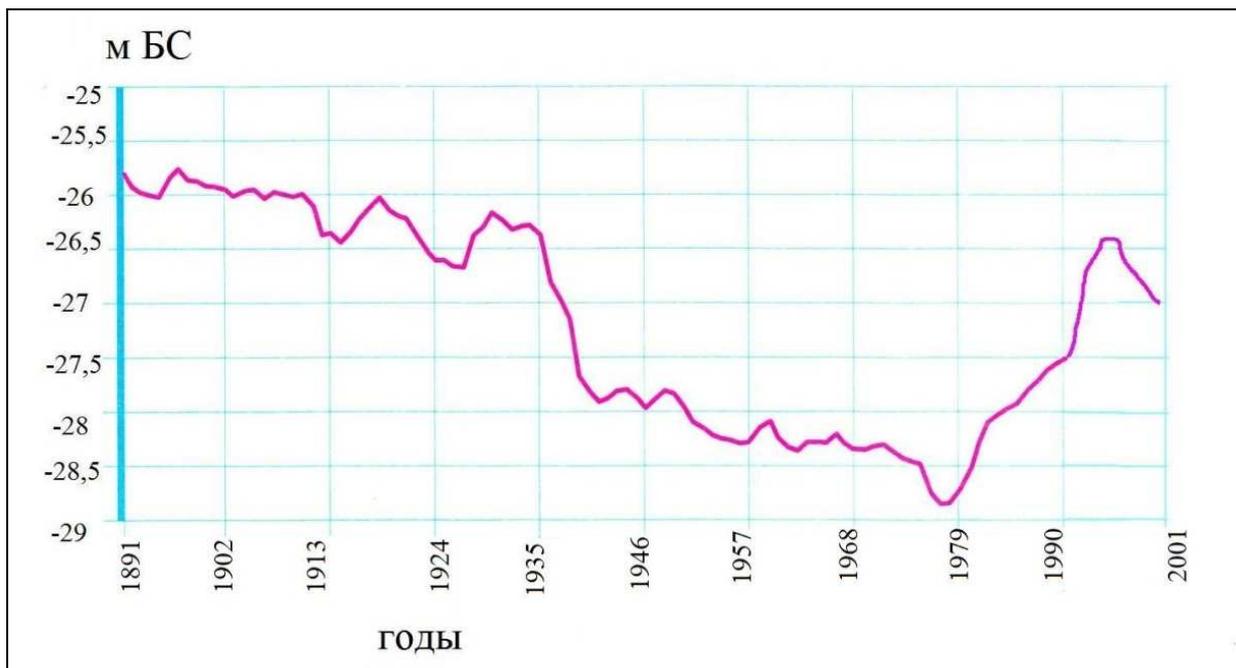


Рис. 60. Уровень Каспийского моря у г. Махачкалы

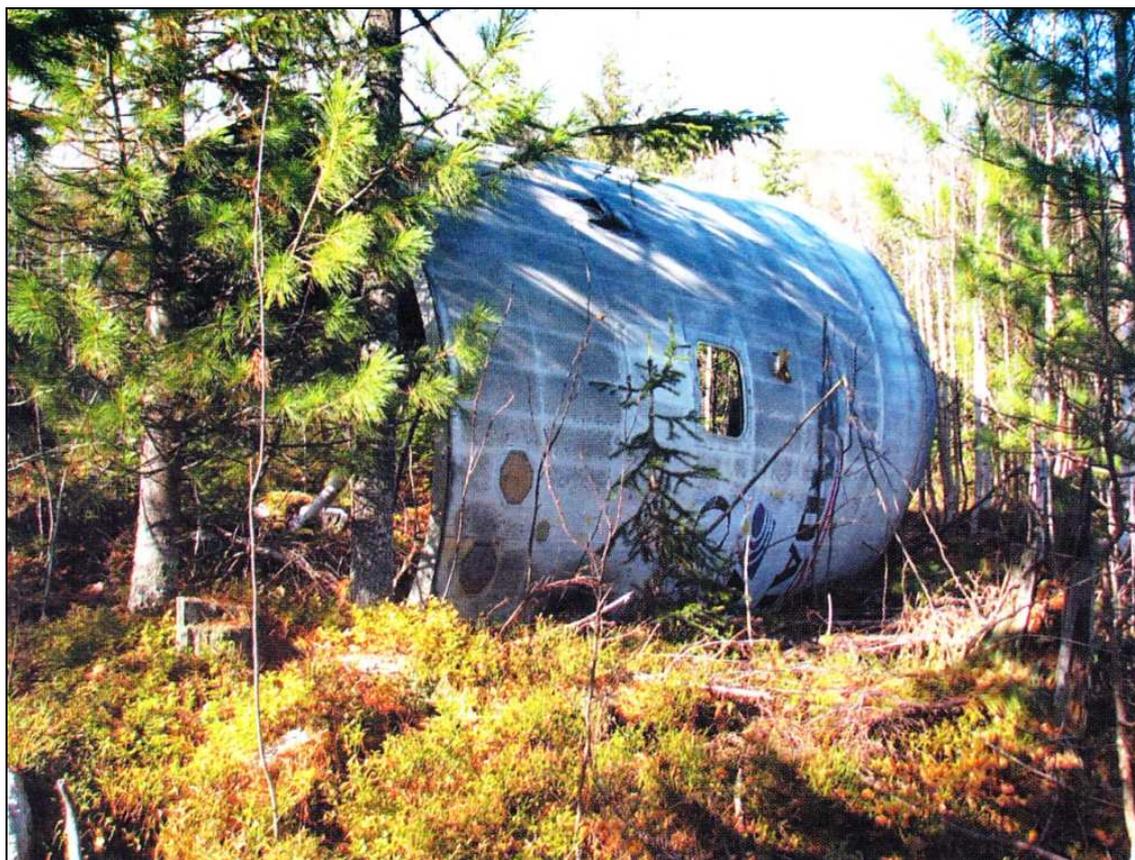


Рис. 61. Фрагмент отделяющейся части ракеты-носителя Союз пуска 2006–2009 гг. в районе планового падения на Северном Урале [49]

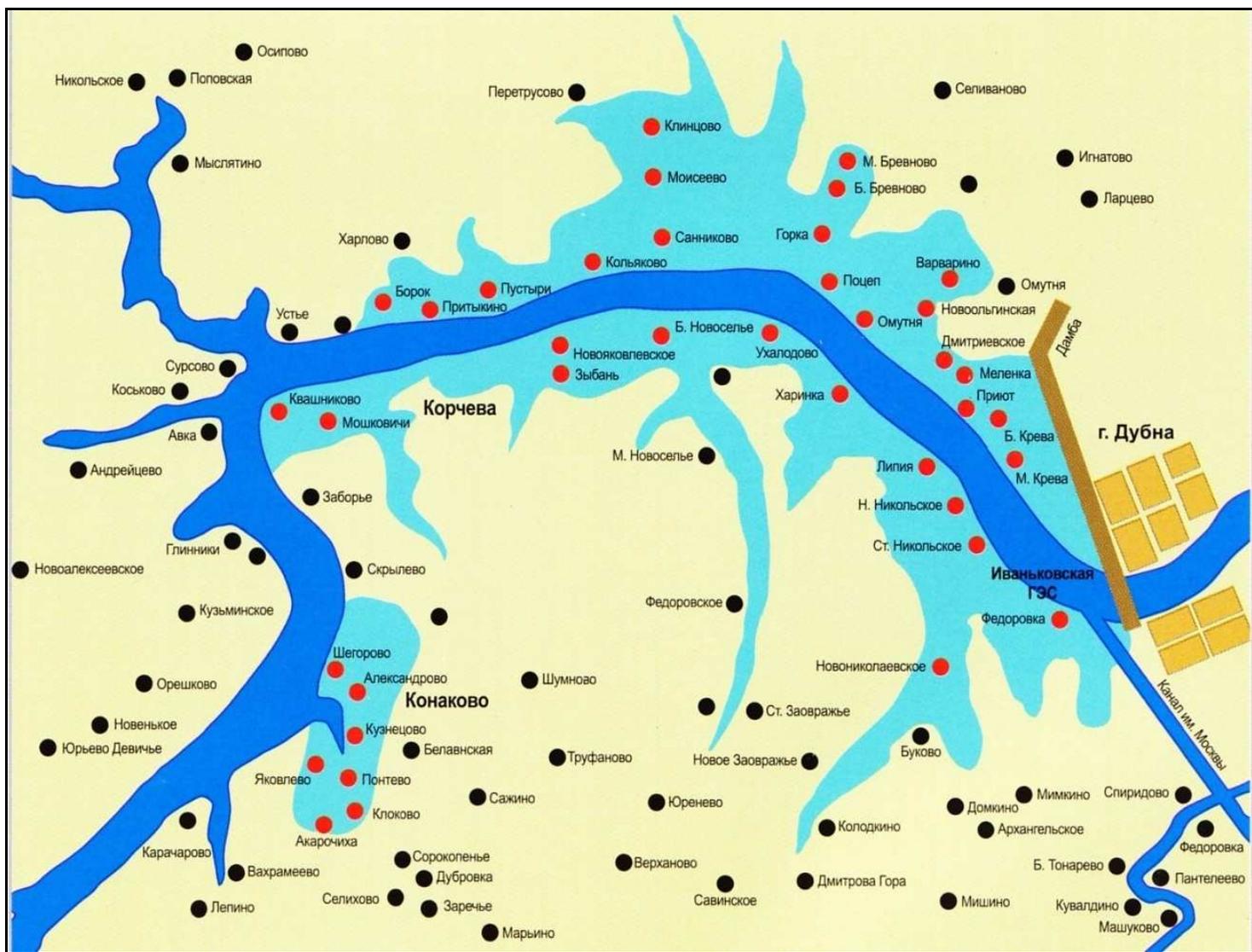


Рис. 62. Схема зоны затопления Ивановского водохранилища [53]

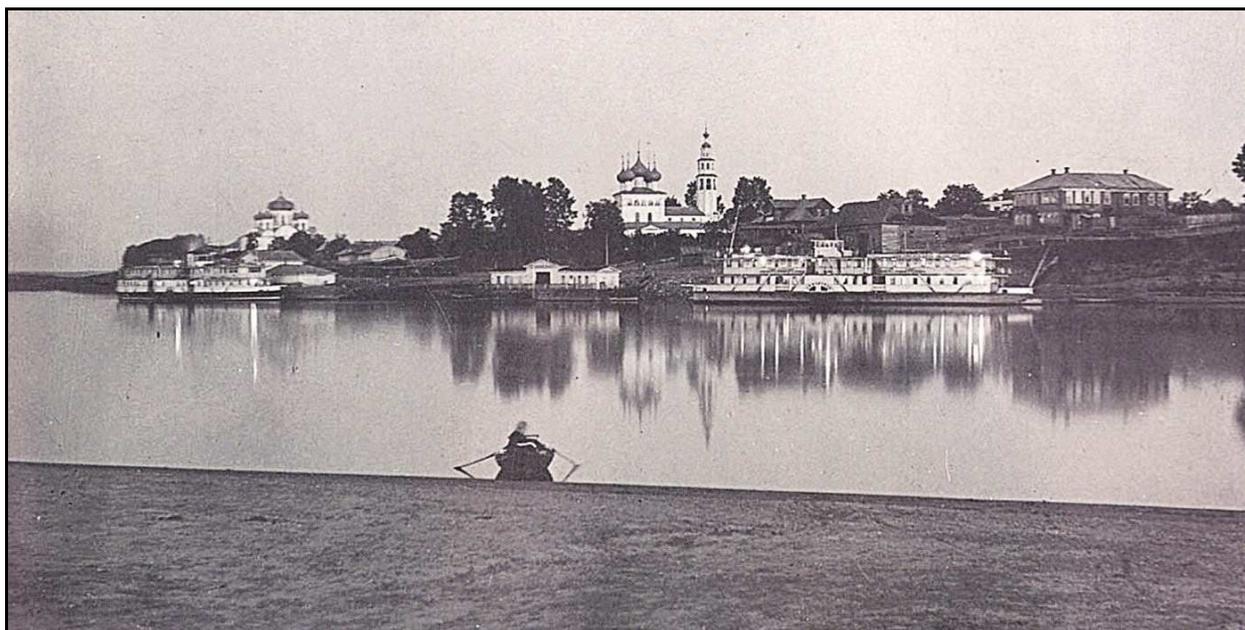


Рис. 63. Город Молога в начале XX века [53]



Рис. 64. Обнаженное дно Рыбинского водохранилища на месте бывшего города Мологи при пониженном уровне воды. 1990-е гг. [53]

4.5. Перспективы гидроэлектроэнергетики

Ситуация в электроэнергетике характеризуется многими нерешенными экологическими проблемами и требует расширения использования возобновляемых, экологически чистых, но слабоутилизированных гидроэнергоресурсов, степень вовлечения которых в энергобаланс страны пока весьма низкая.

Опыт прежних лет показывает, что использование крупных ГЭС в качестве энергетической инфраструктуры территориально-промышленных комплексов позволяет создать стабильную и долгосрочную основу развития территорий России. Но одной из характерных черт проектов в гидроэлектроэнергетике является их высокая капиталоемкость. Обращаясь к географии (табл. 17), можно видеть, что ГЭС с водохранилищами, построенные в Восточной Сибири, имеют более низкие удельные капиталовложения, чем в Европейской части, а гидроэлектростанции в районах крайнего Северо-Востока имеют удельные капиталовложения, значительно превышающие таковые для ГЭС, расположенных в других регионах страны. Ряд рисков, присущих и другим отраслям, усугубляется в гидроэлектроэнергетике долгосрочным характером и высокой абсолютной стоимостью проектов. В результате возникают проблемы поиска источников инвестиций. Частные инвесторы не готовы взять на себя риски и принять решения относительно участия в таких проектах. Хотя затраты, связанные со строительством ГЭС, покрываются экономией эксплуатационных расходов в первые годы работы гидроэлектростанции. В современных условиях наиболее приемлемой определена форма государственно-частного партнерства, когда государство вкладывает средства в организацию энергетической и социальной инфраструктуры, а частный бизнес – в создание электроемких предприятий промышленного сектора. Пилотным проектом такого партнерства стала утвержденная Правительством РФ программа развития Нижнего Приангарья с включением в нее Богучанской ГЭС, а в дальнейшем – новых ГЭС на Нижней Ангаре [4].

**Удельные капиталовложения в строительство гидроэлектростанций
с водохранилищами в зависимости от их географического положения
[20; 39]**

Гидроэлектростанция	Установлен- ная мощ- ность, МВт	Полный объем водо- хранилища, км ³	Удельные капвло- жения (приведен- ные к ценам 1984 года)		Продолжи- тельность строительства, годы
			руб/кВт	руб/м ³	
Европейская часть России					
Нижегородская	520	8,82	340	0,0200	10
Жигулевская	2 300	58,0	220	0,0087	10
Волгоградская	2 541	31,45	300	0,0242	11
Воткинская	1 000	9,36	184	0,0196	10
Восточная Сибирь					
Иркутская	660	47,65	192	0,0026	9
Братская	4 100	169,3	144	0,0034	13
Красноярская	6 000	73,3	98	0,0080	16
Саяно-Шушенская	6 400	28,13	170	0,0373	20
Северо-Восток					
Курейская	600	13,4	637	0,0285	9
Светлинская	360	–	816	–	–
Колымская	900	14,56	845	0,0522	13
Усть-Среднеканская	550	–	1670	–	–

После распада СССР на территории России осталось 16 недостроенных гидроэнергетических объектов суммарной мощностью 9,7 тыс. МВт, стоимостью строительства порядка 10,2 млрд долларов США, из которых ранее было освоено около 3,9 млрд долларов [25]. Минпромэнерго РФ и ОАО «РусГидро» за пятилетку 2006–2010 гг. планировали ввести на этих и других объектах около 4 000 МВт новых мощностей. Часть этих планов выполнена (табл. 18) [40; 41].

Ввод новых мощностей ГЭС в 2006–2010 гг., МВт [41]

Объект	Ввод мощностей, МВт	
	План	Факт
Богучанская ГЭС	1 667	–
Бурейская ГЭС	1 001	1 001
Верхнекрасногорская ГЭС	75	0
Гельбахская ГЭС	46	46
Гоцатлинская ГЭС	100	–
Загорская ГАЭС-2	420	0
Зарамагские ГЭС	352	15
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС	140	0
Кашхатау ГЭС	65	65
Нижнебурейская ГЭС	107	0
Нижнезейская ГЭС	100	0
Усть-Среднеканская ГЭС	69	–
Итого	4 142	1 127

Вводы мощностей на ГЭС в обозримой перспективе определяются требованиями развития энергосистем, возможностями энергокомпаний, экономической эффективностью перспективных объектов [4].

В 2010 г. Правительством РФ была рассмотрена и одобрена новая «Генеральная схема размещения объектов гидроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года». Намеченный Генсхемой объем вводов гидроэлектрических мощностей до 2030 г. составляет для базового варианта: на ГЭС – 8 486 МВт, на ГАЭС – 5 605 МВт; для максимального варианта: на ГЭС – 9 968 МВт, на ГАЭС – 5 605 МВт. Планируемые темпы ввода мощностей ГЭС и ГАЭС согласно Генсхемы отражены на рис. 65. В табл. 19; 20 приведен пообъектный план ввода мощностей ГЭС и ГАЭС. Сооружение новых ГЭС в Генсхеме связывается с появлением крупных потребителей электроэнергии в прилегающих к ним районах.

**План пообъектного ввода мощностей (МВт) на ГЭС по «Генеральной
схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года
с учетом перспективы до 2030 года» [13]**

ГЭС	Мощность	2011– –2015 гг.	2016– –2020 гг.	2021– –2025 гг.	2026– –2030 гг.
Достройка					
Богучанская ¹	3 000	3 000	–	–	–
Усть-Среднеканская ¹	570	512	58	–	–
Светлинская ²	360	–	90	–	–
Гоцатлинская ¹	100	100	–	–	–
Замарагская ГЭС-1	342	342	–	–	–
Новое строительство					
ГЭС на Нижней Ангаре ¹	1 082	–	–	757	325
Мокская ²	1 200	–	–	1 200	–
Ивановская ²	210	–	–	0 (210)*	210 (0)
Нижнебурейская ¹	320	–	320	–	–
Граматыхинская ¹	400	–	–	400	–
Канкунская ²	1 200	–	–	0 (300)	300 (900)
Агвали ²	220	–	220	–	–
Тиндийская ²	102	–	–	102	–
Тантарийская ²	200	–	–	0 (200)	–
Ботлихская ²	132	–	–	0 (132)	–
Инхойская ²	200	–	–	0 (200)	200 (0)
Высокогорная ²	100	–	–	–	100
Голубое озеро ²	100	–	–	–	0 (100)
Каскад из 4-х ГЭС на р. Баксан	250	–	–	–	250
Нижнекурейская ¹	150	–	0 (150)	–	–
Итого		3 954	688	2 459	1 385
		–	(838)	(3 501)	(1 675)

¹ Объекты, включенные в Генсхему по предложениям генерирующих компаний.

² Объекты, требуемые по балансам электроэнергии.

* Без скобок – базовый вариант, в скобках – максимальный вариант.

План пообъектного ввода мощностей (МВт) на ГАЭС по «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» [13]

ГАЭС	Мощность	2011– –2015 гг.	2016– –2020 гг.	2021– –2025 гг.	2026– –2030 гг.
Достройка					
Загорская ГАЭС-2 ¹	840	840	–	–	–
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС ¹	140	140	–	–	–
Новое строительство					
Ленинградская ¹	1 560	–	1 170	390	–
Курская ¹	465	–	–	465	–
Центральная ¹	2 600	–	–	0 (1 300)*	0 (1 300)
Итого		980	1 170	855	0
		–	–	(2 155)	(1 300)

¹ Объекты, включенные в Генсхему по предложениям генерирующих компаний.

* Без скобок – базовый вариант, в скобках – максимальный вариант.

В частности, Нижнебурейская ГЭС (рис. 6б) позволит начать освоение Мало-мырского золоторудного месторождения, Чагойанского месторождения известняков, обеспечить электроэнергией лесоперерабатывающий комплекс в г. Белогорске, новый космодром и другие предприятия региона. Мокская ГЭС с Ивановским контррегулятором призваны обеспечить электроэнергией зону БАМа, испытывающую в настоящее время дефицит мощности. Усть-Среднеканская ГЭС будет обеспечивать электроэнергией Наталкинский ГОК. Граматухинская ГЭС ориентирована на освоение Гаринского месторождения железных руд и строительство горно-металлургического комбината. На случай спроса на электроэнергию в Туруханском районе Красноярского края в период 2016–2020 гг. возможно сооружение Нижнекурейской ГЭС. При ощутимой масштабности Генсхемы сравнение данных на рис. 6 и рис. 6б показывает, что планируемые темпы ввода генерирующих мощностей в разы меньше достигнутых полвека назад [13].

В настоящее время в 93 странах строятся гидроэлектростанции общей установленной мощностью 172 млн кВт (табл. 21).

Таблица 21

Страны, в которых в 2012 г. в строительстве находилось более пяти энергетических гидроузлов с плотинами выше 60 м

Вьетнам	22	Япония	15
Индия	8	Марокко	7
Иран	55	Греция	6
Китай	91	Испания	8
Малайзия	5	Италия	5
Мьянма	7	Мексика	5
Саудовская Аравия	5	Бразилия	6
Турция	26	ВСЕГО	271

Почти половина строящейся мощности приходится на Китай, где с 1980 г. по 2009 г. установленная мощность ГЭС выросла в 8,5 раз и приблизилась к 170 млн кВт, к 2015 г. произошло увеличение этой мощности до 250 млн кВт, к 2020 г. планируется довести ее до 300 млн кВт [4]. На этом фоне скромные перспективы развития российской гидроэлектроэнергетики при огромном гидроэнергетическом потенциале России вяло воспринимаются в мире [55].

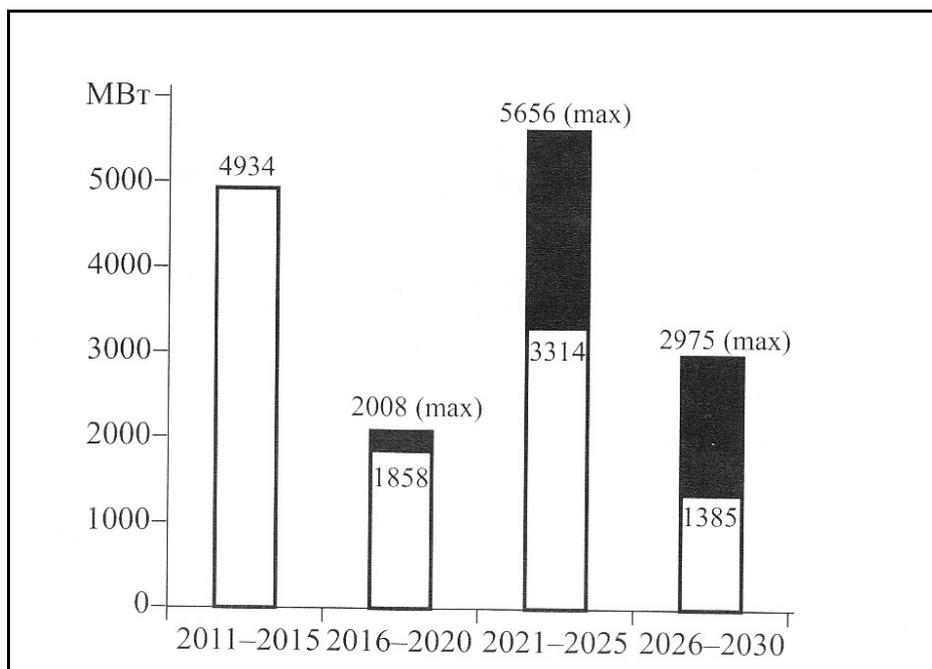


Рис. 65. Темпы ввода мощностей на ГЭС и ГАЭС, запланированные в «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020года с учетом перспективы до 2030года» [13]

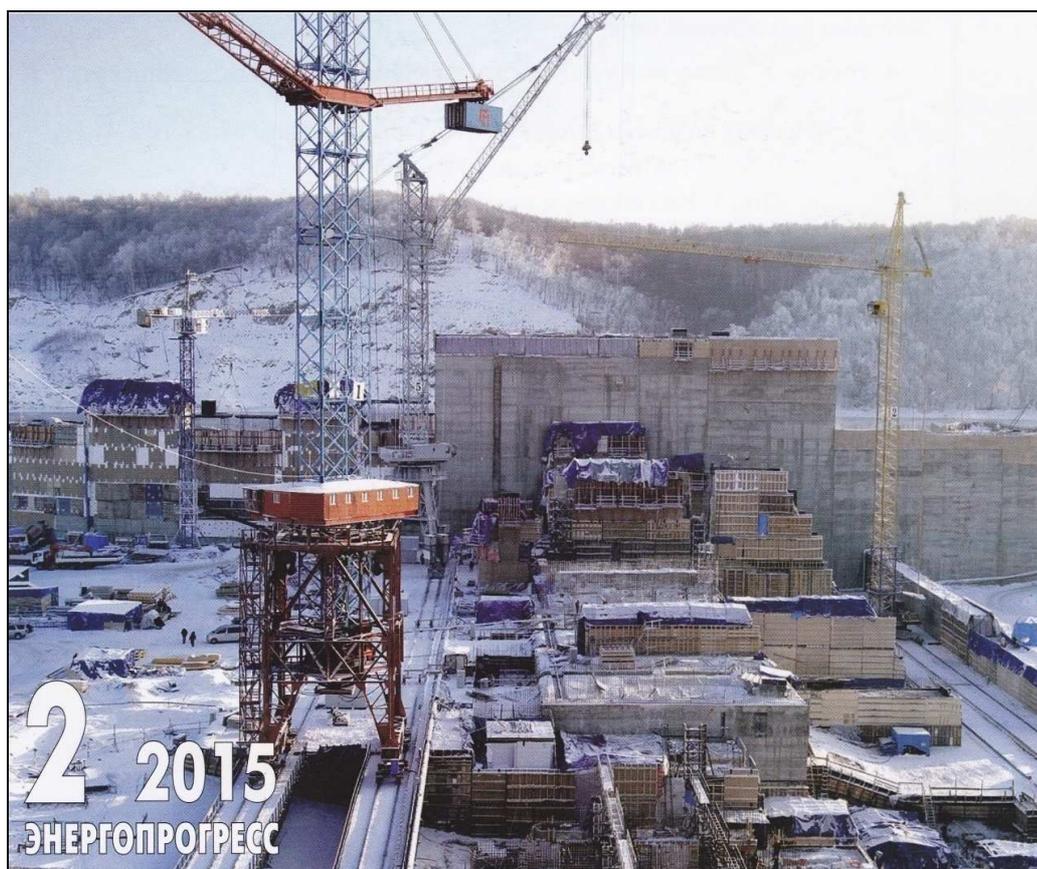


Рис. 66. Строительство Нижнебурейской ГЭС на р. Бурее

5. Использование водной энергии малых рек

5.1. Гидроэнергоресурсы малых рек

В мировой практике малые реки являются существенным источником электроэнергии. Например, в КНР имеется свыше 80 тыс. ГЭС на малых реках с общей установленной мощностью более 8 млн кВт, в США – 850 ГЭС общей мощностью 7 млн кВт [15].

В России малые реки (длиной менее 200 км) составляют около 99 % общего числа рек, на их долю приходится свыше 90 % протяженности всех водотоков страны. Потенциальные гидроэнергоресурсы (ГЭР) всех малых рек РФ оцениваются величиной 44,53 млн кВт или 390,1 млрд кВт·ч. В табл. 22 и на рис. 67 отражены данные по ГЭР малых рек Европейской территории и Северо-Востока России [15].

Небезынтересно заметить, что, например, на Ленских приисках с использованием ресурсов р. Бодайбо еще в XIX в. функционировал первый в Сибири каскад ГЭС. Все станции работали на одну сеть. В начале XX в. за период послереволюционной разрухи гидроэлектростанции «Лензолото» пришли в упадок.

В 1950-х гг. на малых реках страны эксплуатировалось свыше 6 тыс. гидроэлектростанций (рис. 68).. В начале XXI в. их действует около 300 общей мощностью примерно 1 млн кВт.

У малой гидроэлектроэнергетики имеются очевидные преимущества перед другими способами добычи электроэнергии:

– она утилизирует возобновляемый природный ресурс: воду, производя экологически чистую электроэнергию, без загрязнения атмосферы выбросами и водоемов сбросами;

– использование ГЭР малых рек отвечает основному критерию рациональности: удовлетворять потребности при минимальном воздействии на природу;

Таблица 22

Гидроэнергоресурсы малых рек Европейской территории и части Северо-Востока России [15]

Экономический район	Теоретические, млрд кВт·ч	Технические, млрд кВт·ч		Гарантированные, техническая часть	
		общие	целесообразные к освоению	тыс. кВт	млрд кВт·ч
Европейская территория России					
Северо-Западный	81,3	18,6	3,82	249,7	13,3
Центральный	8,1	1,57	–	26,9	0,96
Волго-Вятский	4,8	0,92	0,92	11,0	0,69
Центрально-Черноземный	1,5	0,19	–	3,1	0,12
Поволжский	11,4	1,83	1,83	20,9	1,09
Северо-Кавказский	37,5	7,26	7,26	353,2	4,02
Уральский	21,3	3,43	3,43	41,1	1,89
Итого	165,9	33,8	17,26	703,6	22,10
Северо-Восток России					
Республика Саха (Якутия)	361,8	106,96	–	–	68,6
Магаданская область	74,4	19,12	–	–	12,2
Итого	436,2	126,08	–	–	80,8

– сравнительно низкая капиталоемкость МГЭС и короткий инвестиционный период для этих объектов: проектирование и строительство могут быть осуществлены за 1–2 года;

– независимость от ситуации на рынке топлива, трудностей его доставки: особенно это важно для регионов Северо-Востока России [15; 56].

Комплексное освоение ресурсов малых рек является основой обеспечения устойчивого развития территорий, связанных с их бассейнами – восстановления и сохранения уникальных природных объектов, создания благоприятных условий для жизнедеятельности людей, экономического развития регионов.

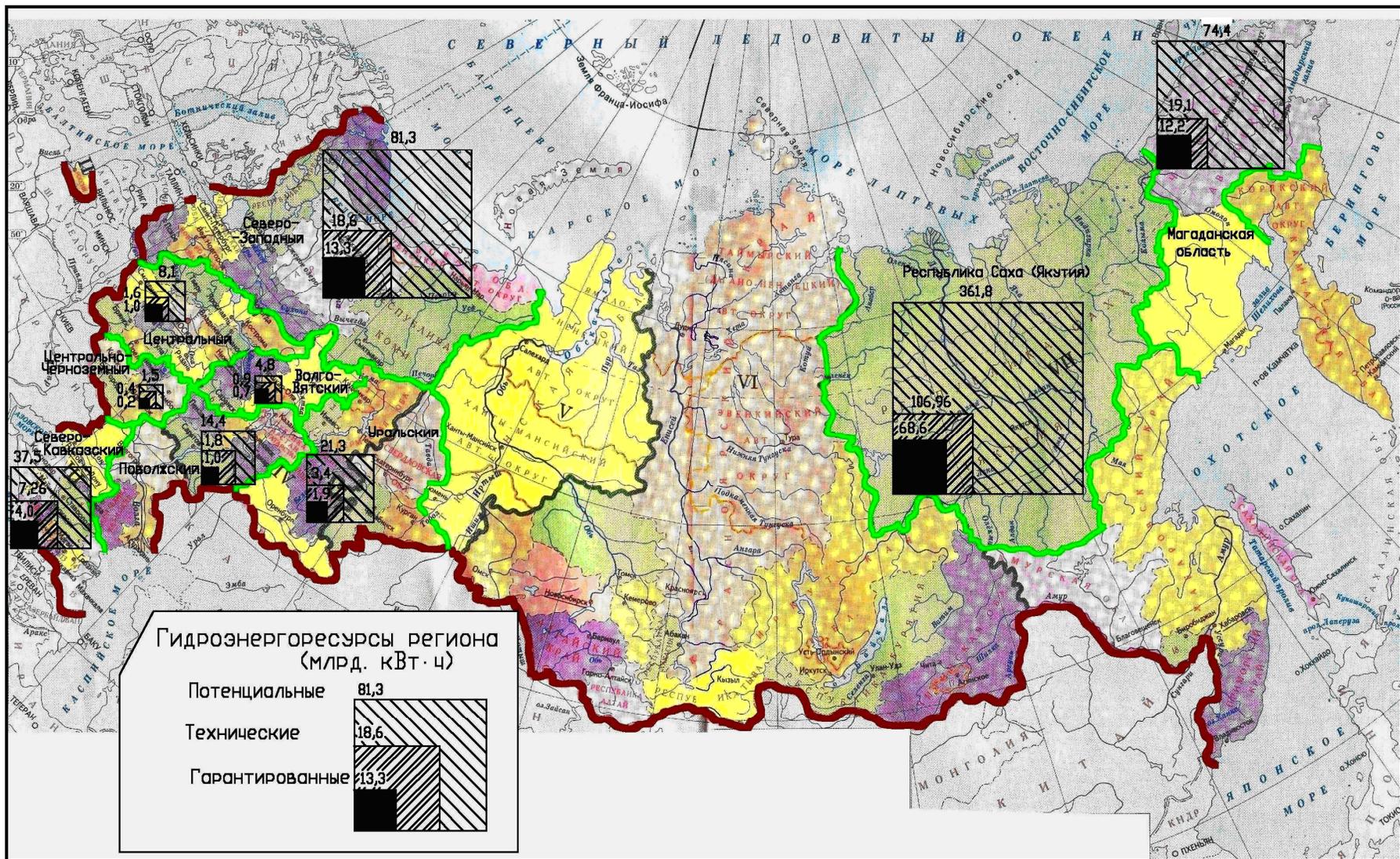


Рис. 67. Распределение гидроэнергоресурсов малых рек по регионам РФ [15]



Рис. 68. Малая ГЭС на р. Молдинке у д. Молдино в Тверской области, одна из трех в каскаде (Огонек, 1962, №6)

5.2. Малые гидроэлектростанции (МГЭС)

На малых реках, как и на крупных, возможны плотинная и деривационная схемы концентрации напора. При плотинной схеме для уменьшения площади затопления чаще создают русловые водохранилища, в которых НПУ поддерживается на уровне бровки русла, а пойма не затапливается. Характеристика энергетических гидроузлов на малых реках дана в табл. 23 [15].

Таблица 23

Примерная характеристика гидроузлов на малых реках

Показатели и сооружения	Гидроузлы		
	низконапорный	средненапорный	высоконапорный
Напор Н, м	< 8...10	10...40	> 30...40
Положение НПУ	в пределах русла или выше	в пределах поймы или выше	в пределах долины реки
Регулирование стока	отсутствует	сезонное	сезонное
Здание ГЭС	русловое	приплотинное	деривационное
Водосброс	открытый или трубчатый	водосливная плотина	туннельный и др.

На рис. 69, 70 приведены конструктивные схемы некоторых типов зданий МГЭС [67], осуществленных по плотинным схемам. Первое из них (рис. 69) – русловое, входящее в состав напорного фронта гидроузла с гидротурбиной на вертикальном валу, а генератором на горизонтальном валу, сообщающимися через мультипликатор. Второе здание МГЭС (рис. 70) – приплотинное, размещено за низовым откосом земляной плотины, вода к гидроагрегату подводится по трубопроводу, турбина и генератор размещены на горизонтальном валу.

На рис. 71 показано здание МГЭС, осуществленной по деривационной схеме.

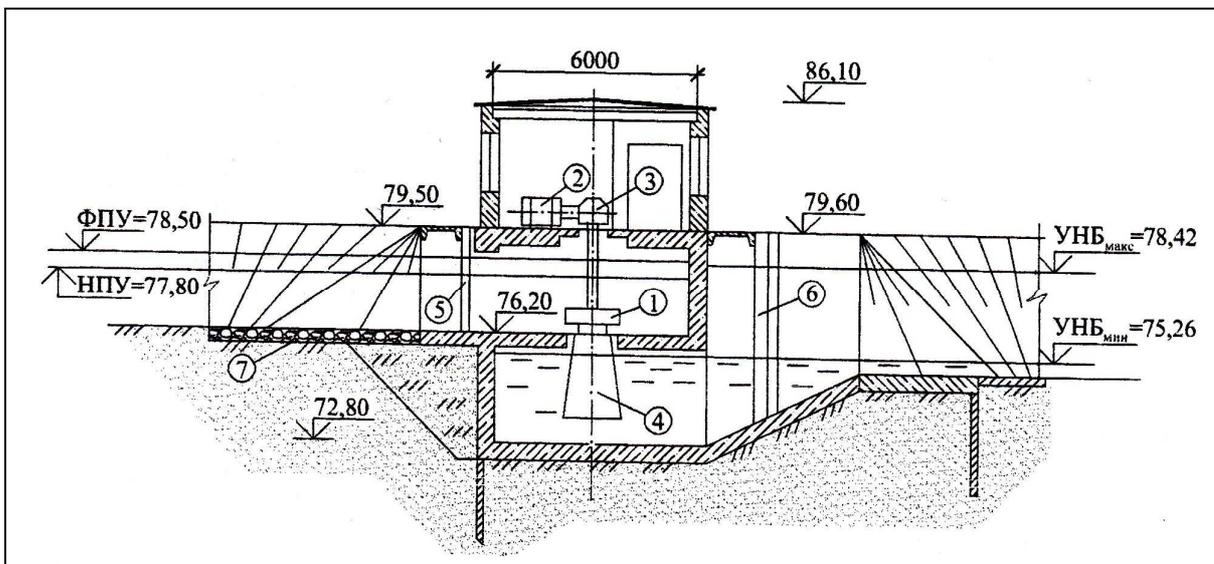


Рис. 69. Схема руслового здания ГЭС с закрытой надводной частью и открытой турбинной камерой:

1 – гидротурбина; 2 – гидрогенератор; 3 – мультипликатор; 4 – отсасывающая труба; 5 – паз ремонтного затвора турбинной камеры; 6 – то же, отсасывающей трубы

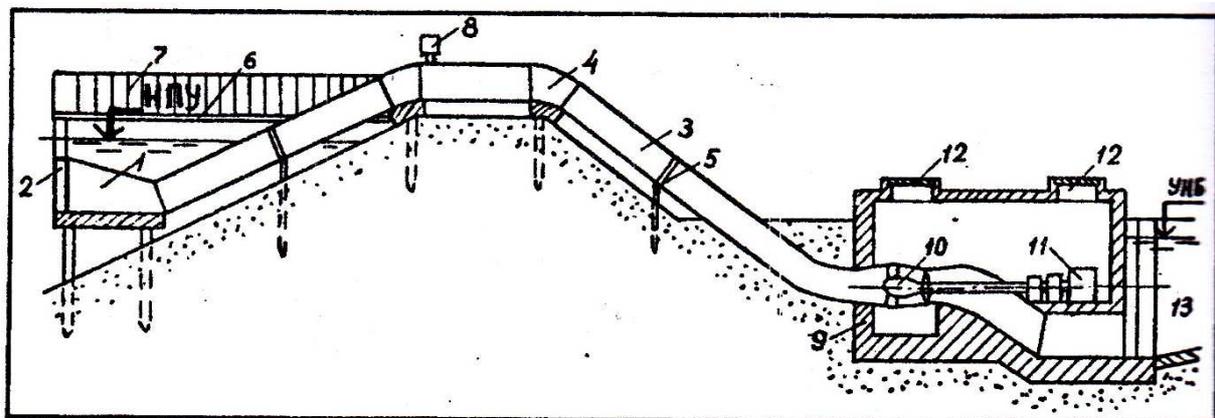


Рис. 70. Схема приплотинного здания ГЭС с сифонным подводом воды:

1 – водоприемник; 2 – сороудерживающая решетка; 3 – сифонный трубопровод; 4 – анкерная опора трубопровода; 5 – промежуточная опора; 6 – служебный мостик; 7 – ограждение; 8 – клапан присоединения вакуум-насоса; 9 – здание ГЭС; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – съемная крышка; 13 – отводящий кана

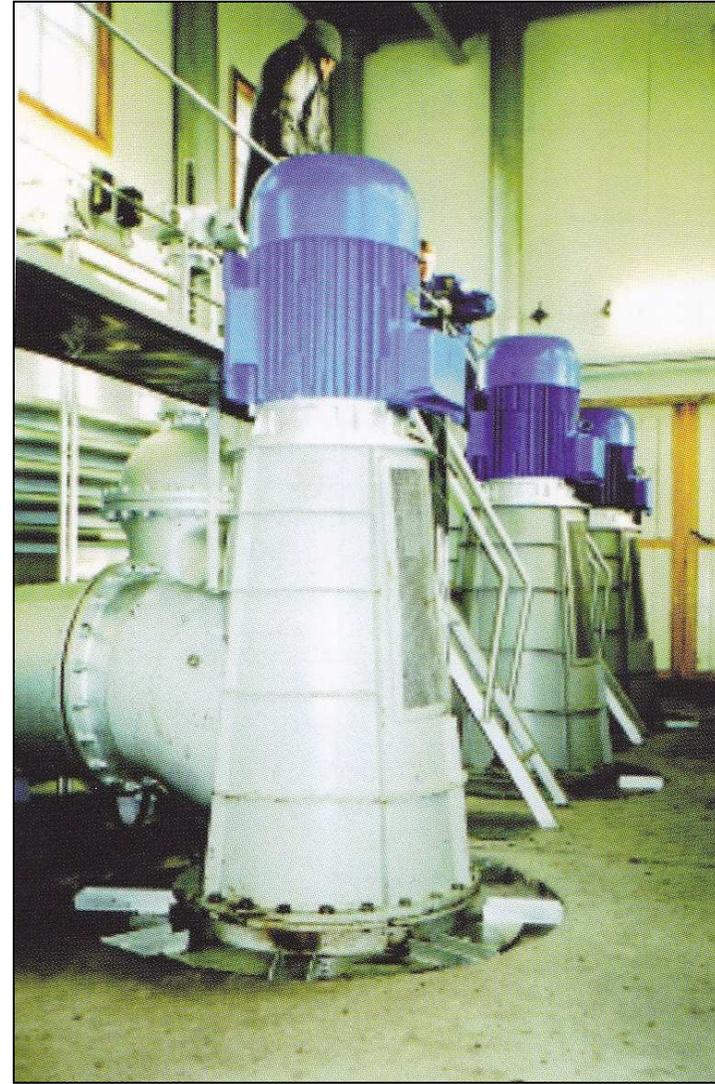
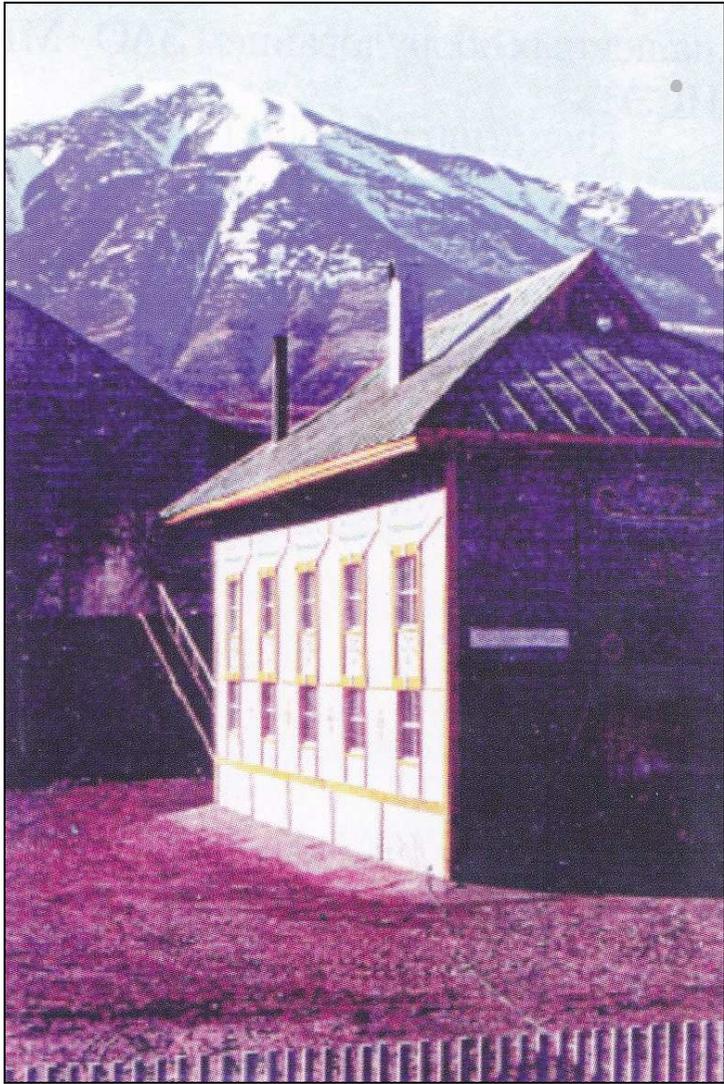


Рис. 71. Малая ГЭС мощностью 3×55 кВт у п. Кызыл-Хая в Республике Тыва и ее машинный зал

5.3. Строительство МГЭС

В начале 1980 – х гг. в связи с ростом стоимости органического топлива возник новый интерес к использованию гидроэнергоресурсов малых рек. В 1984 – 1987 гг. Минэнерго СССР провело обследование 387 малых ГЭС, в т.ч. 219 действующих и законсервированных и 168 списанных (рис.72). Были определены первоочередные МГЭС, подлежащие реанимации, намечены перспективы нового строительства.

Строительство малых гидроэлектростанций в России стало возобновляться.

ЗАО НПО «Гидроэнергопром» разработало схемы использования гидроэнергоресурсов малых рек для республик Татарстан, Башкортостан, Воронежской, Ростовской и Иркутской областей (табл. 24). Створы МГЭС выбирались вблизи потребителей нагрузки, рассматривались возможности использования для выработки электроэнергии существующих водохранилищ водохозяйственного назначения, восстановление ранее построенных МГЭС. В 1990-х гг. введены в эксплуатацию демонстрационные МГЭС (табл. 25).

Таблица 24

Показатели схем использования гидроэнергоресурсов малых рек, разработанных ЗАО НПО «Гидроэнергопром» [58]

Регион	МГЭС		
	Количество	Мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч
Республика Татарстан, бассейн рек Камы и Волги	67	27	68
Республика Башкортостан, бассейн р. Белой	57	108	847
Воронежская обл., бассейн р. Дона	23	32,4	36
Ростовская обл., бассейн р. Дона	5	3,3	23,4
Иркутская обл., бассейн рек Лены и Нижней Тунгуски	14	2,2	12,6

Демонстрационные объекты малой гидроэнергетики [58]

Регион	Наименование МГЭС	Количество агрегатов и мощность, кВт	Выработка, тыс. кВт·ч	Стоимость, тыс. долл.	Удельные капиталовложения, долл. США		Срок окупаемости, лет
					на 1 кВт	на 1 кВт·ч	
Республика Татарстан	Карабашская	1 × 500	2 300	284,3	567	0,12	3,5
Республика Башкортостан	Слакская	1×22+2×45	374	104,6	933	0,28	10,0
	Мечетлинская	1×45+2×200	1 744	408,4	918	0,23	4,0
	Давлекановская	2 × 350	5 100	394,4	563	0,08	4,8
Иркутская область	Карам	2 × 200	3 089	589,1	1472	0,19	2,5

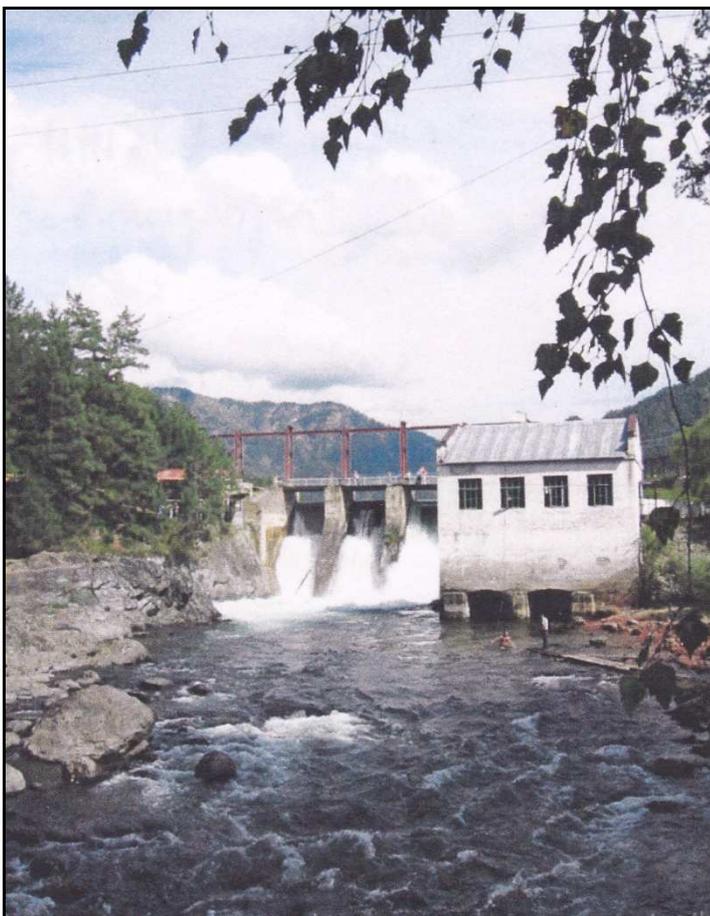
В 2008 г. пущена Киселевская МГЭС мощностью 0,2 МВт в Свердловской области. ГЭС встроена в донный водовыпуск плотины Киселевского гидроузла на р. Какве у г. Серова. Это первая из малых гидроэлектростанций общей мощностью 15 МВт, которые планируется построить по программе областного правительства при действующих водохранилищах в Алапаевске, Асбесте, Невьянске, Заречном, Краснотурьинске, Нижнем Тагиле, Ачите, Красноуфимске, Ревде, Сысерти.

В Челябинской области восстановлена Зюраткульская деривационная МГЭС мощностью 6,4 МВт, построенная в период 1942–1952 гг., с 1978 г. не эксплуатировавшаяся, а также МГЭС на Аргазинском водохранилище постройки 1939–1946 гг. мощностью 1,35 МВт.

В 2007 г. ОАО «РусГидро» учредило Фонд «Новая энергия» и делегировало ему функции оператора Программы развития малой гидроэнергетики на период до 2020 г. Программа представляет собой портфель потенциальных проектов строительства МГЭС. Источниками финансирования являются инвестиции ОАО «РусГидро» и средства частных инвесторов. Завершено строительство трех МГЭС в горах Южного Дагестана на притоках р. Самур: Амсарской (рис. 64), Шиназской и Аракульской, суммарной установленной мощностью 3800 кВт.

Построен каскад Толмачевских малых ГЭС на р. Толмачева на Камчатке: ГЭС № 1 – мощностью 2 МВт пущена в 1999 г., № 2 – 24,8 МВт в 2012 г., № 3 – 18,4 МВт в 2001 г. (рис. 65). На стадии практической реализации находятся около 20 проектов МГЭС общей мощностью 110 000 кВт в республиках Северного Кавказа и Ставропольском крае.

В группе наиболее перспективных территорий для развития малой энергетики выделены Северный Кавказ, Калининградская, Свердловская, Челябинская области, Республики Карелия, Бурятия и Алтай, Алтайский край, Приморский край и Камчатская область.



а



б

Рис. 72. Энергетические гидроузлы на малых реках: а – Чемальский на р. Чемал – притоке р. Катунь, построен в 1935 г., мощность ГЭС 400 кВт (действующий); б – на р. Шелонь в бассейне р. Волхов (заброшен, водохранилище спущено)



Рис. 73. Амсарская малая ГЭС в Дагестане



Рис. 74. Подпорная плотина и здание МГЭС №1 Толмачевского каскада гидроэлектростанций на Камчатке

6. Перспективы приливной электроэнергетики

6.1. Приливные электрические станции (ПЭС)

Актуальность энергии морских приливов (рис. 75) определяется ее неизменностью в сезонном и многолетнем разрезе, отсутствием затопления территории при ее использовании.

Препятствием для использования приливной энергии служит переменный характер уровня прилива в течение суток и ритм колебаний уровня, проходящих в лунном времени, т.е. со сдвижкой пиков прилива ежесуточно на 50 минут [59].

Примерная схема устройства и работы ПЭС такова: часть акватории моря (залив) отсекается плотиной и служит бассейном ПЭС. В прилив вода через ПЭС устремляется в залив, в отлив – обратно, приводя в действие обратимые агрегаты станции.

На рис. 76 показан примерный график работы ПЭС. Крупная ПЭС должна работать в энергосистеме с генерирующими мощностями (ТЭС или АЭС), превосходящими мощность ПЭС. В противном случае требуется, наряду с ПЭС, сооружение дополнительной ГАЭС мощностью до половины установленной мощности ПЭС.

В 1968 г. в СССР была пущена опытная Кислогубская приливная электростанция с горизонтальным капсульным гидроагрегатом мощностью 400 кВт (рис. 77). Она расположена в горле губы Кислой Баренцева моря площадью 1,1 км² с амплитудой прилива-отлива 7 м и вырабатывает в год 1 млн кВт·ч электроэнергии (рис. 78). На примере этой ПЭС был опробован способ сооружения приливных электростанций из наплавных агрегатных блоков [59]. Блок станции был сооружен в сухом доке (котловане) у пос. Мурмаши близ г. Мурманска, затем на плаву отбуксован в губу Кислую и опущен в ее горле на подготовленную песчано-гравийную постель.

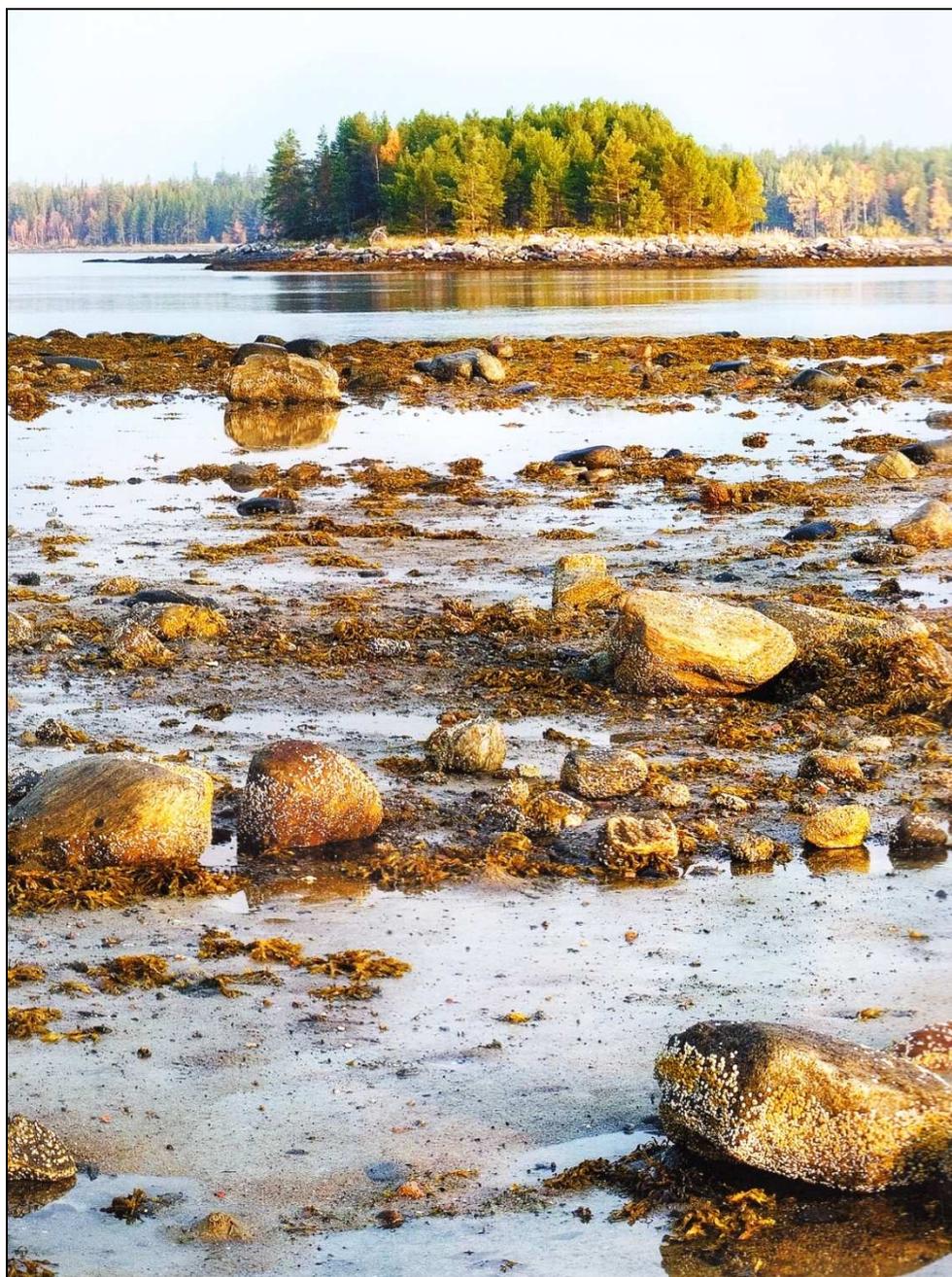


Рис. 75. Приливно-отливные явления на Белом море: обнаженная отливом каменистая литораль берега Кандалакшского залива с видом о. Великий

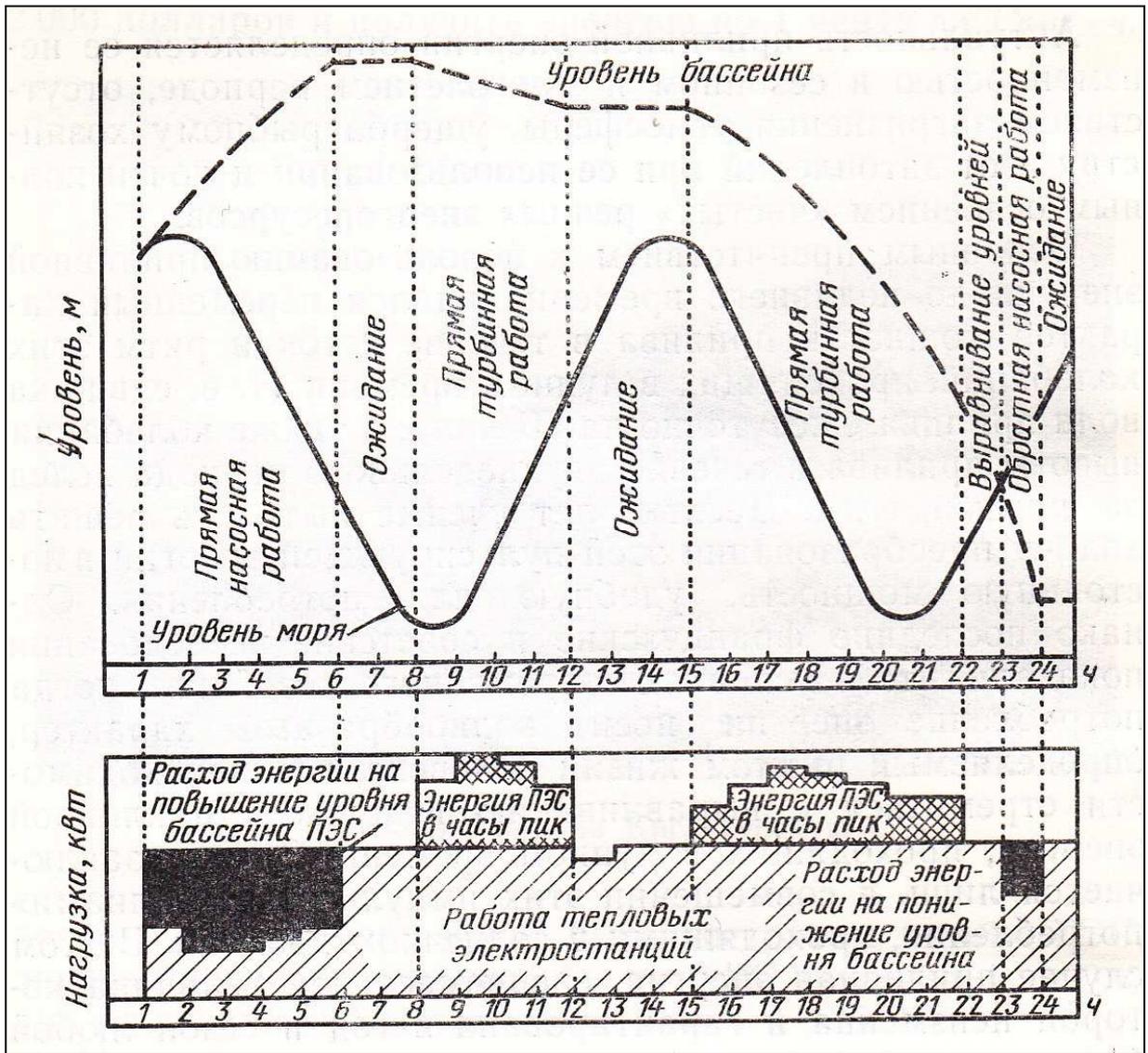


Рис. 76. Типовой график работы однобассейной ПЭС в пиковом режиме [59]

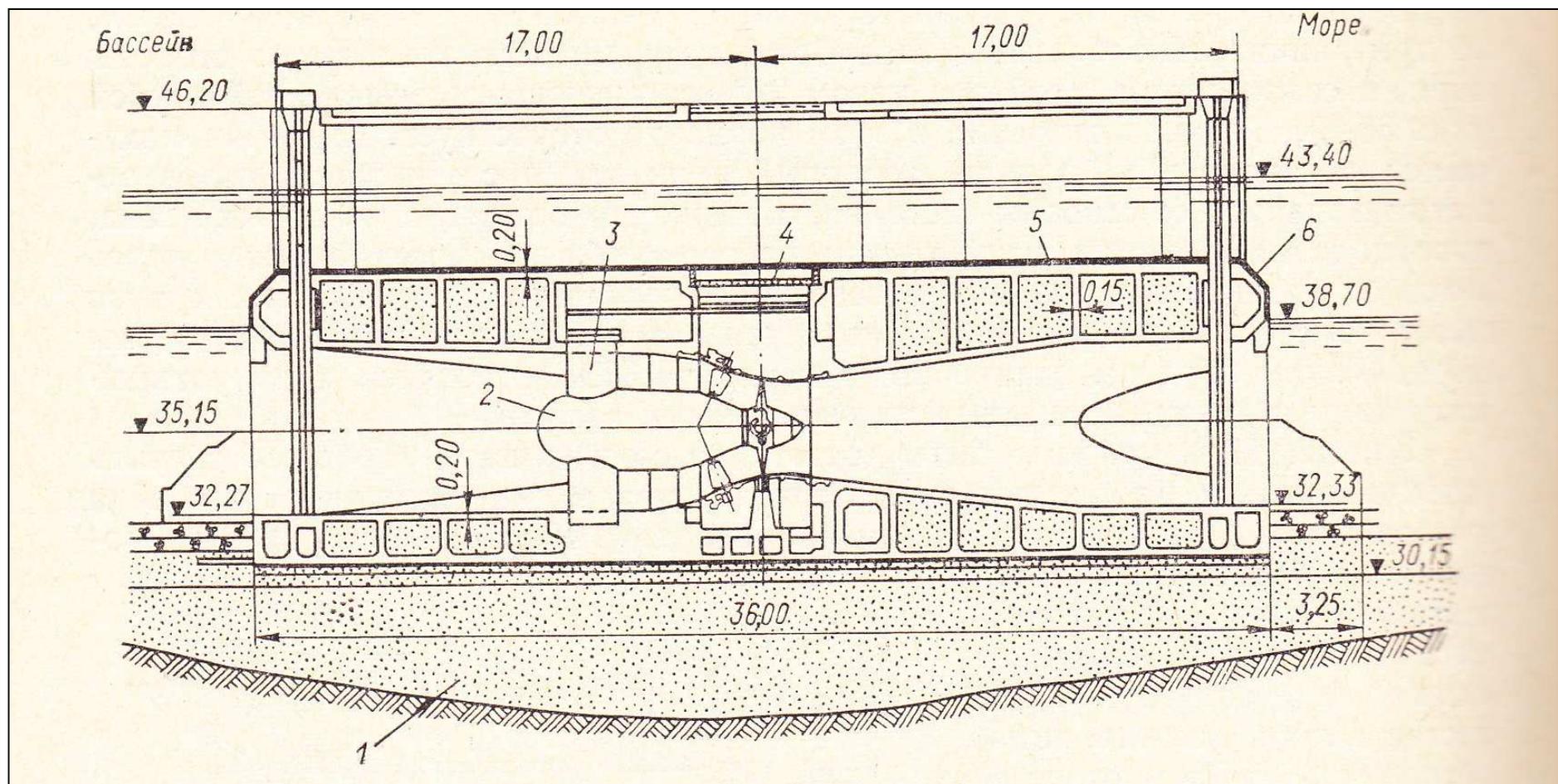


Рис. 77. Здание Кислогубской ПЭС из наплавного док-блока, разрез по оси агрегата:
 1 – песчано-гравийная подготовка; 2 – капсульный агрегат; 3 – шахта (лаз); 4 – люк с герметической крышкой; 5 – порог водослива; 6 – теплогидроизоляция из эпоксидной смолы [59]



Рис. 78. Опытная Кислогубская ПЭС в Мурманской области: вид из губы Кислой в сторону Баренцева моря

6.2. Потенциал приливной энергии и возможности его использования

Теоретический потенциал приливной энергии составляет: в США – 30,5; Канаде – 76; Франции – 130; Англии – 52,3; Аргентине – 46,2; Австралии – 700 млрд кВт·ч/год. В России – 210,6 млрд кВт·ч/год, в том числе в Европейской части – 40,6 и в Азиатской части – 170 млрд кВт·ч/год [60].

Обзор приливных явлений на побережьях морей, омывающих Россию, показывает, что возможные для энергетического использования амплитуды (выше 4 м) наблюдаются на Мурманском побережье Баренцева моря (7 м), в северо-восточной части Белого моря (Мезенский залив, 10 м) и в заливе Шелхова Охотского моря (Пенжинская и Гижинская губы, 11–13 м). Размеры акваторий, которые могут быть отсечены плотинами настолько значительны, что на побережьях Охотского и Белого морей могут быть созданы крупнейшие в мире ПЭС (табл. 26).

Таблица 26

Первоочередные объекты приливной энергетики в России [61]

ПЭС	Северная	Мезенская	Тугурская	Пенжинская
Местоположение	Баренцево море, губа Долгая-Восточная	Белое море, Мезенский залив	Охотское море, Тугурский залив	Охотское море, Пенжинская губа
Высота прилива, м	4,2	10	11	13,5
Площадь отсекаемого залива-водохранилища, км ²	5,6	2 300	1 100	6 800
Длина плотины, км	0,9	92	37	72
Мощность электростанции, МВт	12	8 000	6 300	87 400

Мезенская, Тугурская и Пенжинская ПЭС в настоящее время рассматриваются как первоочередные объекты приливной энергетики России [61; 62].

По Обоснованию инвестиций 2008 г. Мезенская ПЭС (рис. 79,80) может обладать следующими характеристиками [69].

Установленная мощность, ГВт _____ 8,0.
 Выработка электроэнергии ГВт·ч/год _____ 39,4.
 Величина среднего прилива, м _____ 5,6.
 Площадь бассейна, км² _____ 2640.
 Протяженность створа, км _____ 87,5.
 Глубина створа, м _____ 10 – 30.
 Наплавные энергоблоки: тип _____ десятиагрегатные, трехъярусные,
 размер (длина x ширина x высота), м _____ 100x40x50,
 количество, шт. _____ 200.
 Водопропускная плотина, шт. (пролеты) _____ отсутствует.
 Бетонные работы, млн. м³ _____ 6,0.
 Подготовка основания, млн. м² _____ без подготовки.
 Выемка грунта, млн. м³ _____ нет.
 Насыпь грунта, млн. м³ _____ 156,0.
 Гидроагрегат, шт. (ярус) _____ 2000(3).
 Тип турбины _____ ортогональная.
 Диаметр турбины, м _____ 5.
 Срок строительства, годы _____ 16.
 Пуск первых агрегатов, год _____ 10.

Пенжинская ПЭС (рис. 81) может иметь мощность 87400 МВт.

При напоре на ПЭС, исчисляемом всего несколькими метрами, мощность и выработка достигаются увеличением расхода воды и площади бассейна. Это требует большой протяженности плотин, отсекающих бассейн ПЭС от моря, и большого количества гидроагрегатов на электростанции, что ведет к превышению затрат на строительство ПЭС по сравнению с альтернативными ГЭС. Неэкономичность проектов ПЭС является сегодня одной из основных причин, по которым энергия морских приливов в промышленных масштабах не используется пока в России и других странах [60].

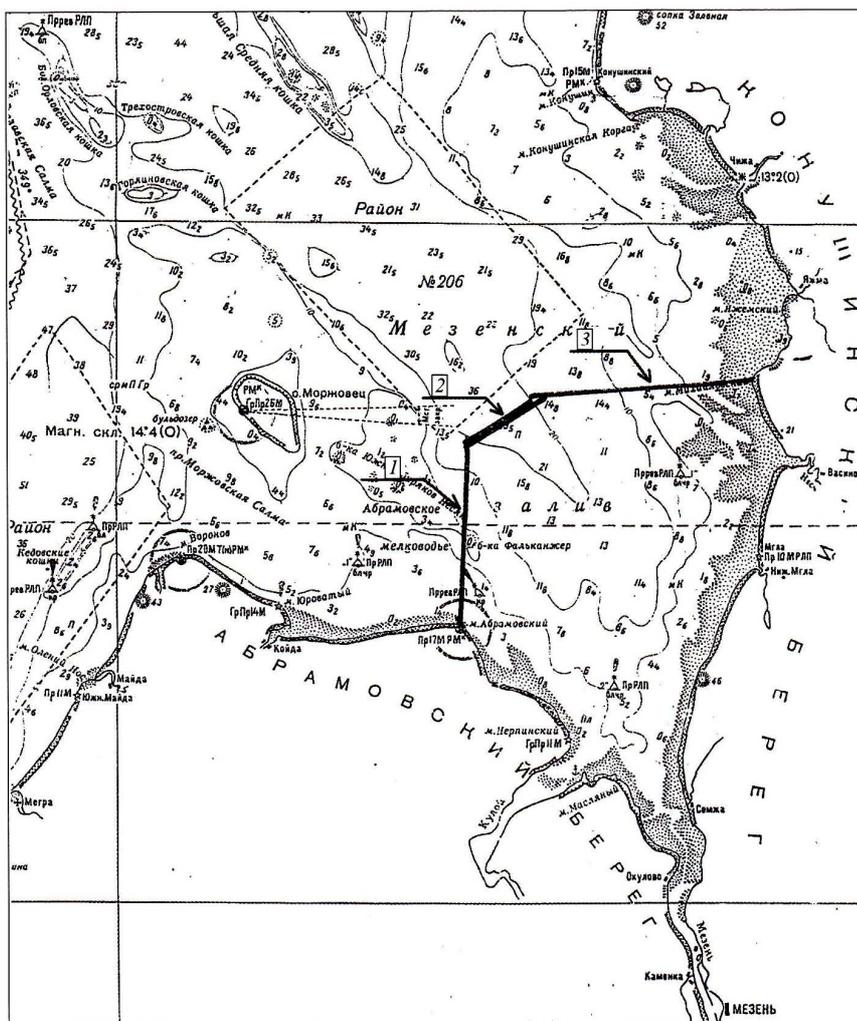


Рис. 79. Базовый створ Мезенской ПЭС между мысами Абрамовский и Михайловский (87,5 км) в Мезенском заливе Белого моря:

1 – западная плотина; 2 – наплавные энергоблоки; 3 – восточная плотина

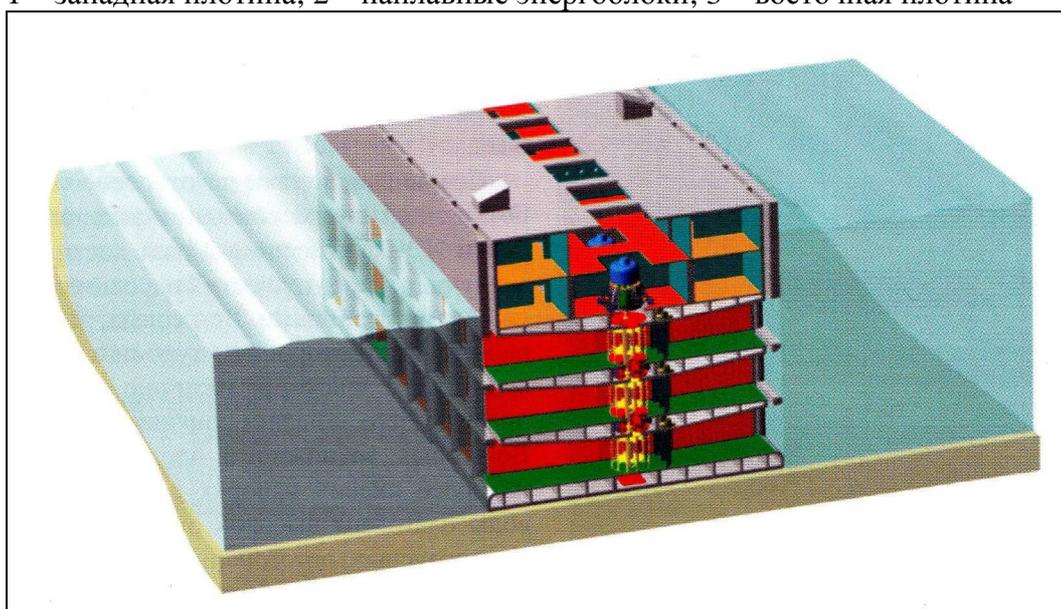


Рис. 80. Наплавной типовой железобетонный энергоблок Мезенской ПЭС с ортогональными гидроагрегатами ОАО «НИИЭС»

а



б

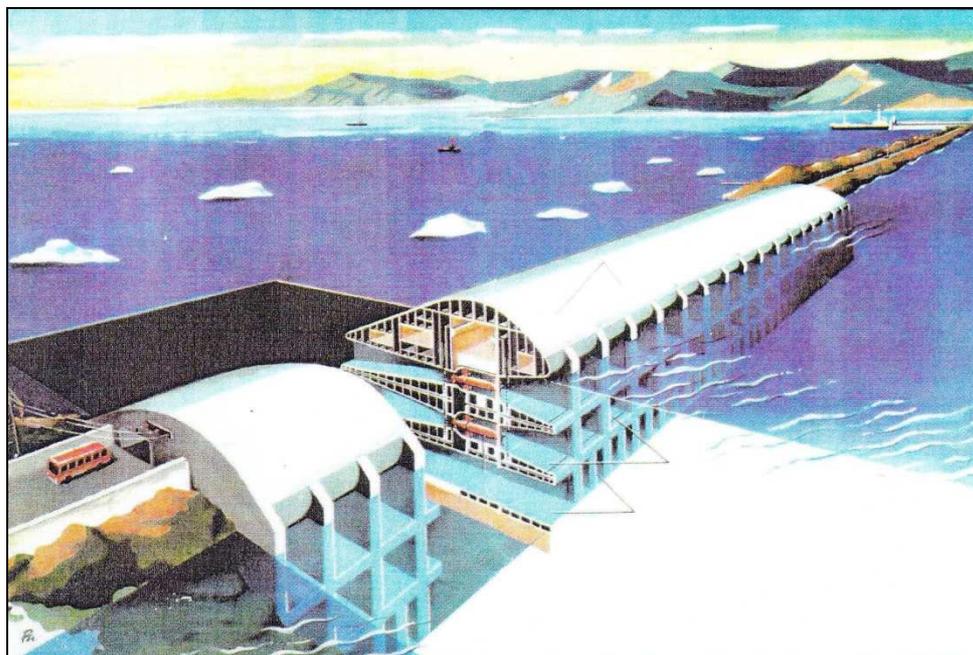


Рис. 81. Пенжинская ПЭС на Охотском море:
а – схема размещения; б – вид ПЭС по проекту 1990-х гг. [61]

7. Возможности нетрадиционной электроэнергетики

7.1. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и их воздействие на окружающую среду

Более 100 лет весь мир использовал в качестве основного источника энергии органическое топливо. Но в последние десятилетия все большее беспокойство мирового сообщества стали вызывать экологические проблемы: продукты сгорания топлива повсеместно загрязняют атмосферу. Это, а также истощаемость традиционных ресурсов, сделали актуальным вопрос освоения более чистых и возобновляемых источников энергии. Среди них энергия ветра, солнечная энергия, геотермальная энергия и др.

Одна из первых ветроэнергетических установок (ВЭУ) была построена в США в 1888 г. (рис. 82). В 2007 г. суммарные мощности ветроэнергетики выросли во всем мире до 93 849 МВт. ВЭУ произвели около 200 млрд кВт·ч, что составляет примерно 1,3 % мирового потребления электроэнергии. В Европе сконцентрирован 61 % действующих ветроэлектростанций, в Северной Америке – 20 %, в Азии – 17 %. Самый большой ветрогенератор построен в Германии. Его ротор диаметром 126 м установлен на башне высотой 180 м. Мощность ветрогенератора 5 МВт.

Солнечные электростанции (СЭС) различают по принципу работы. Наиболее распространены СЭС, использующие кремниевые элементы (фотобатареи) непосредственно выдающие электроэнергию (рис. 83). Другой тип СЭС (башенный) основан на получении водяного пара: вода в резервуаре, установленном на башне, нагревается сфокусированным зеркалами солнечным лучом, превращаясь в пар, вращающий турбогенератор (рис. 84). Наиболее крупные СЭС имеют мощность порядка 20–30 МВт. Общая мощность солнечных электростанций всего мира составила в 2007 г. 7 700 МВт.

Геотермальная энергетика (ГеоЭС) развивается по международной программе «Огонь без дыма», курируемой Глобальным экологическим фондом и Мировым банком реконструкции и развития. В программе участвует и Россия.

К нетрадиционным возобновляемым источникам энергии относится также биомасса, включающая растения, отходы лесозаготовки, деревообработки и целлюлозно-бумажной промышленности, отходы животноводства, твердые бытовые отходы населения и т.п. Конечным продуктом переработки различных видов биомассы является теплоэнергия, а также жидкое топливо для транспорта. Доля биоэнергетики составляет 3,3 % в годовом энергобалансе стран ЕС. Лидерами являются Финляндия, Швеция и Австрия за счет утилизации отходов лесного хозяйства.

Выработка электроэнергии, основанная на использовании нетрадиционных возобновляемых ресурсов (без учета гидроэлектростанций), составила в 2007 г. примерно 5 % ее мирового производства.

Следует заметить, что возобновляемые источники, в большинстве своем еще далекие от существенного вклада в решение энергетических проблем человечества, уже уверенно занимают место в области заведомо приемлемых технологий (рис. 85). Наиболее яркий пример – ветроэнергетика с ее тысячелетней историей. Хотя далеко не очевидно, что потенциальный риск от применения ветроэнергетики не возрастет многократно при ее крупномасштабном развитии [23].

В 1991 г. эксперты ООН проанализировали **воздействие нетрадиционных возобновляемых источников энергии на окружающую среду** и заключили, что тезис об экологической чистоте ВИЭ неверен. В той или иной степени любые производители энергии могут быть экологически опасны [63].

Ветроэнергетические установки вызывают акустическое излучение. У установок мощностью более 250 кВт на концах лопаток ветроколес возникает инфразвук, отрицательно воздействующий на живые существа, в том числе на человека. ВЭУ травмируют и отпугивают птиц на перелетных трассах, ухудшают условия существования мелких наземных животных, а также морской

фауны при размещении их на акваториях морей. Высока аварийность ветро-энергетических установок. В Дании на 2 000 ВЭУ приходится 2 520 вынужденных остановок в год и 116 случаев разрушения их элементов, которые могут быть отброшены на 400–800 м.

Солнечные электростанции землеемки. Упомянутая выше СЭС в Испании имеет удельную мощность 0,08 кВт/м² площади батарей. Изготовление гелиоэнергетического оборудования требует дорогостоящих материалов (кремния и др.), получение которых связано с загрязнением окружающей среды. Строительство СЭС может вызвать местные нарушения теплового баланса поверхности Земли, изменить направления ветров, характер почв и растительности. Неблагоприятные экологические последствия могут возникать от утилизации отслуживших срок солнечных батарей.

Геотермальные электростанции нуждаются в охлаждающей воде, которой на единицу мощности требуют в 4–5 раз больше, чем ТЭС. Разработка месторождений термальных вод приводит к активизации опасных геодинамических процессов: пробуждению сейсмической активности, гидротермическим взрывам, развитию карста, выделению отравляющих газов, особенно сероводорода, и т.д. [63].

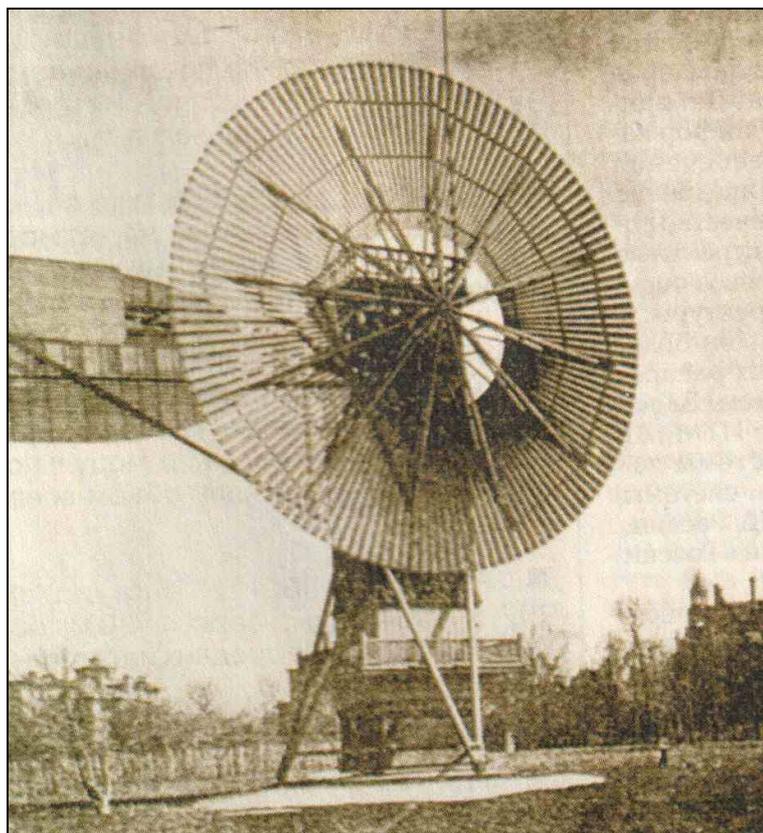


Рис. 82. Ветроэнергетическая установка, построенная в США в 1888г. (фото 1908): диаметр лопастей 18м, мощность электрического генератора 12 кВт



Рис. 83. Солнечная электростанция в пустыне штата Аризона, США: работает с 2008г.; состоит из нескольких миллионов кремниевых элементов; мощность около 20 МВт



Рис. 84. Солнечная электростанция PS20 в Испании у г. Севильи: работает с 2009г.; тип – башенный; высота башни 161м; солнечные лучи фокусируются 1255 зеркалами площадью каждое 120 м²; к.п.д.=20%; мощность 20 МВт; на втором плане – СЭС PS 10



Рис. 85. Социальная приемлемость различных технологий [23]

7.2. Развитие электрогенерации на основе ВИЭ

В России потенциальные возможности нетрадиционных возобновляемых источников энергии сравнительно невелики (рис. 86) и степень их освоенности невысокая.

Ветроэлектрические станции. Их общая установленная мощность составляла в 2010 г. 14,6 МВт. Самой крупной является Куликовская ветроэлектростанция в Калининградской области суммарной мощностью 5,1 МВт. За ней следуют Анадырская (2,5 МВт), Башкирская (2,2 МВт), Воркутинская (1,5 МВт), на острове Беринга (1,2 МВт), Калмыцкая (1 МВт), Маркинская (0,3 МВт) ВЭС и еще около 1 500 малых ВЭУ мощностью 0,1–30 кВт.

Ветроэлектрические станции можно строить в тех районах страны, где средняя скорость ветра не менее 3–5 м/с. Наиболее богаты ветроэнергетическими ресурсами побережья Северного Ледовитого и Тихого океанов.

По округам Российской Федерации ветроресурсы (технический потенциал) распределены следующим образом (данные ГидроОГК, 2008 г.), млрд кВт·ч/год:

Центральный.....	607;
Северо-Западный.....	3460,7;
Южный.....	1428,5;
Приволжский.....	1890,5;
Уральский.....	12935,9;
Сибирский.....	12103,8.
Всего по РФ.....	52181.

Ветровой поток никогда не бывает стабильным, его скорость меняется даже в течение минуты в широких пределах. Поэтому все ветрогенераторы мощностью от 50 до 5 000 кВт, предлагаемые в настоящее время на мировом рынке, относятся к так называемым сетевым ВЭУ. Это означает, что они могут работать только при наличии мощной внешней электрической сети – централизованной или локальной, например, создаваемой дизель-генератором, гидроге-

нератором и др. Таким образом работает электростанция «Заполярная» в г. Воркуте, скомпонованная в 2008 г. из ВЭУ мощностью 250 кВт и дизельной электростанции мощностью 200 кВт (рис. 87). Результаты испытаний подтверждают ее техническую эффективность [64].

ОАО «РусГидро» было намерено в 2012 г. построить ветроэлектростанцию на островах Русский и Попова (островные территории г. Владивостока) из 20 ВЭУ по 1,5 МВт каждая, объединенных единой системой выдачи мощности. Электроэнергию планировалось использовать для обеспечения Дальневосточного федерального университета, Приморского океанариума и потребителей в материковой части города. О результатах не сообщалось.

Выбраны площадки для размещения ВЭУ в других регионах, в том числе на европейской территории страны (табл. 27).

Таблица 27

Показатели схем использования энергии ветра, разработанных ЗАО НПО «Гидроэнергопром» [58]

Регион	ВЭС		
	количество, шт.	мощность, МВт	выработка, млн кВт·ч/год
Республика Татарстан	359	702	1 262
Республика Башкортостан	541	3 393	6 292
Воронежская область	290	922	2 124

Солнечные электростанции могут работать в районах, где продолжительность солнечного сияния составляет не менее 2 000 часов в год, а количество поступающей на земную поверхность радиации превышает 1 300 кВт·ч/м². К таким районам относятся юг Дальнего Востока (Приморский край, Амурская область), южные районы Хабаровского края, Иркутской области и европейской части России. Удельная выработка электрической энергии с помощью фотоэлектрических генераторов теоретически может составить здесь 250–300 кВт·ч/м² в год [65] (рис.88).

Периодичность, зависимость от состояния атмосферы (облачности), неравномерность притока солнечной радиации в течение суток и года требуют придания СЭС аккумулирующих или дублирующих энергетических систем.

Имеются проекты солнечных электростанций в г. Кисловодске и г. Ростове-на-Дону с комбинированной выработкой электро- и теплоэнергии, но они остаются нереализованными в виду отсутствия инвестиций. Солнечные батареи дороги, тепло- и электроэнергия получается дороже обычной в несколько раз.

Геотермальные электростанции работают на пароводяной смеси, извлекаемой из подземных источников в подножиях вулканов (рис. 89). В 1967 г. на Камчатке была построена Паужетская ГеоЭС, в 1968 г. – Паратунская ГеоЭС, за последние годы – Мутновская ГеоЭС мощностью 62 МВт. Мутновская геотермальная электростанция (рис. 90; 91) считается лучшей в мире по уровню автоматизации и экологическим параметрам [63]. С 1992 г. на дальневосточном российском острове Кунашир в подножии вулкана Тятя действует Менделеевская геотермальная электростанция, 4 турбогенератора которой обеспечивают электроэнергией близлежащий пос. Горячий Пляж и половину потребностей г. Южно-Курильска, расположенного в 5 км.

Но электроэнергия ГеоЭС намного дороже электроэнергии, получаемой традиционными методами, например от ГЭС на Камчатке.

Электростанции на биотопливе для энергетики России, имеющей огромные залежи неиспользуемого торфа, существенного значения не играют [5]. Сегодня доля биоэнергетики в общем энергобалансе страны составляет 0,3 %. Промышленностью выпускаются биогазовые установки различного назначения и мощности (рис. 92). В 2012 г. отпустила в сеть первую электроэнергию крупнейшая в стране биогазовая станция «Лучки» в Белгородской области со следующими показателями:

- установленная мощность 3,6 МВт;
- выработка электроэнергии 29,3 млн кВт·ч/год;
- выработка тепловой энергии 27,3 тыс. Гкал/год;
- получение органических биоудобрений 90 тыс. т/год;

– переработка сырья 95 тыс. т/год; сырье – отходы агропромышленного комплекса (птицеводства, свиноводства и разведения крупного рогатого скота).

Утилизация отходов лесодобычи, лесопереработки, сельскохозяйственного производства и других с целью выработки электроэнергии предоставляет возможность экономии на местах традиционных топлив, является существенным фактором улучшения экологического состояния территорий.

Таким образом, использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии в России – это энергетика местного значения для поселений и производств в отдельных труднодоступных районах и в районах децентрализованного электроснабжения [5].

По оценкам ОАО «РусГидро» [3] развитие генерации на основе ВИЭ в России может пойти следующими темпами (МВт):

	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
ветроэнергетика	11,75	500	7 000	17 000
солнечная энергетика	0,1	150	2 500	6 200
геотермальная энергетика	80,1	100	300	350
биотопливо	1 234	2 000	4 000	10 000
всего	1 326	2 750	13 800	33 550.

Современные цены на обычные виды топлив обуславливают экономическую неконкурентоспособность нетрадиционных ВИЭ не только с гидроэнергетикой, но даже с традиционной теплоэнергетикой. Большие затраты на сооружение и длительный инвестиционный цикл делают их непривлекательными для вложения капитала. Мировой опыт указывает на необходимость государственной поддержки для успешного развития данного направления энергетики [63].

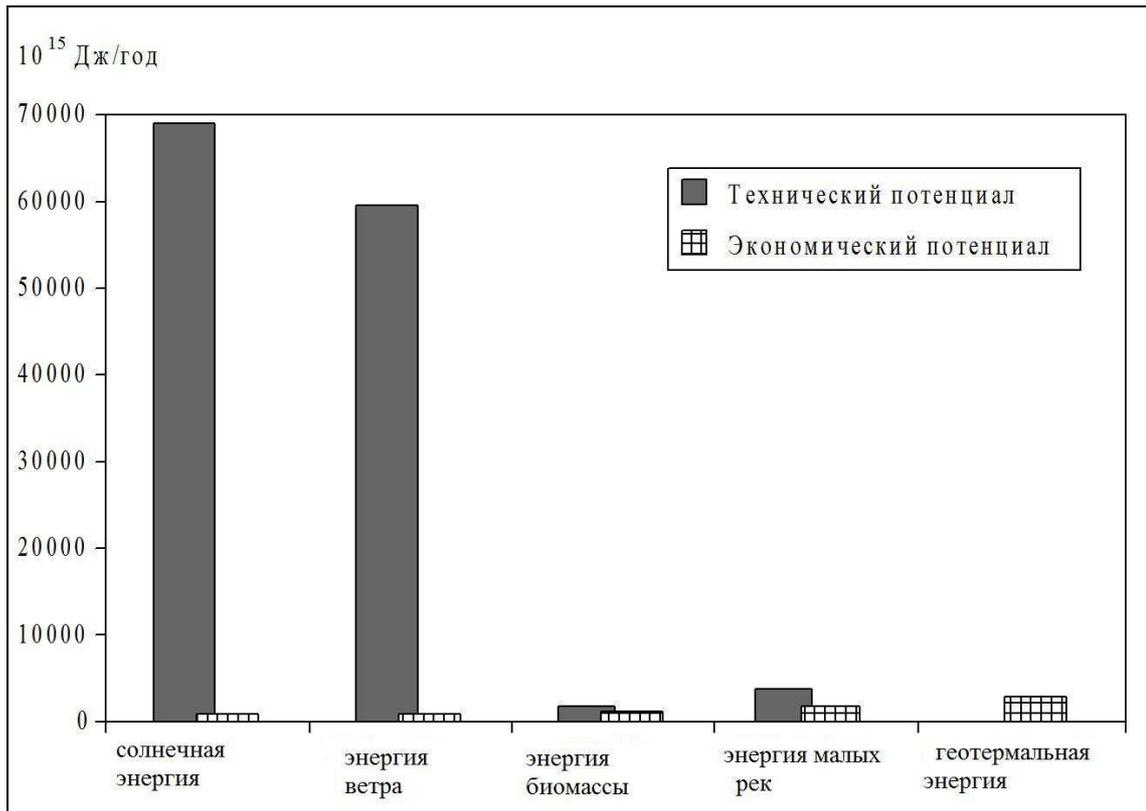


Рис. 86. Ресурсы нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии в России [3; 33]

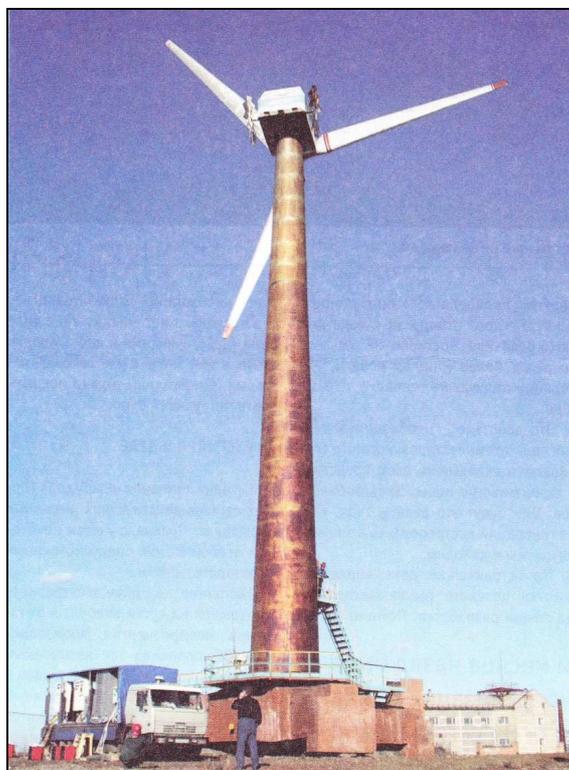


Рис. 87. Ветроагрегат электростанции «Заполярная» в г. Воркуте [64]



Рис. 88. Бугульчанская солнечная электростанция в Башкирии: построена в 2015 г.; на площади 27 га установлены фотоэлектрические элементы, выдающие мощность 5 МВт. До 2018 г. в Башкирии планируют построить СЭС суммарной мощностью 59 МВт

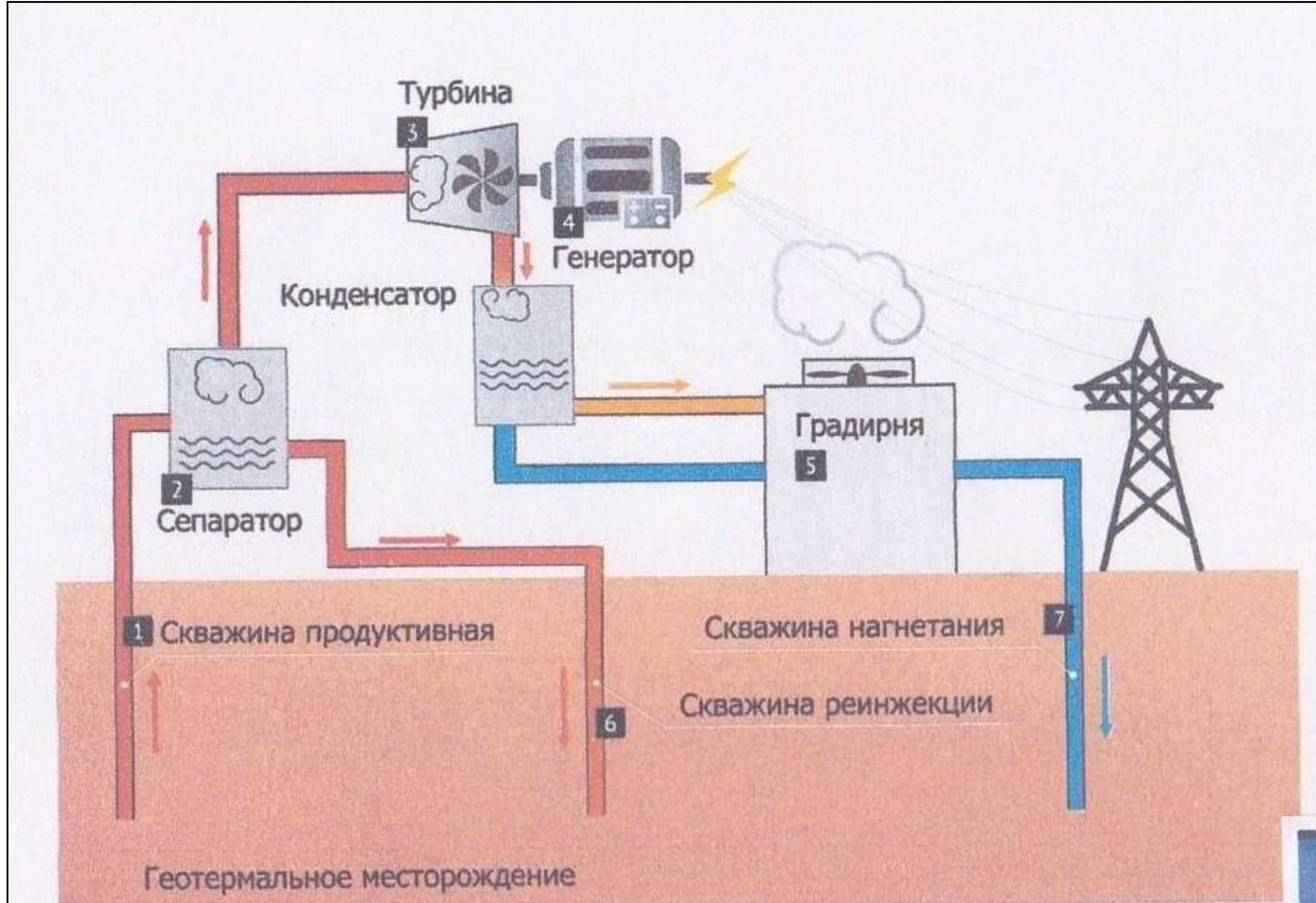


Рис. 89. Схема работы ГеоЭС

- Пароводяная смесь из скважины 1 поступает в сепаратор 2, где разделяется на пар и воду. → Паром вращается турбина 3, передавая вращение генератору 4, вырабатывающему электроэнергию. → Отработанный пар в градирне 5 превращается в воду.
- Собранная в сепараторе 2 и градирне 5 вода через скважины 6 и 7 заканчивается обратно в геотермальное месторождение.



Рис. 90. Мутновская геотермальная электростанция на Камчатке



Рис. 91. Машинный зал Мутновской ГеоЭС с двумя агрегатами по 25 МВт

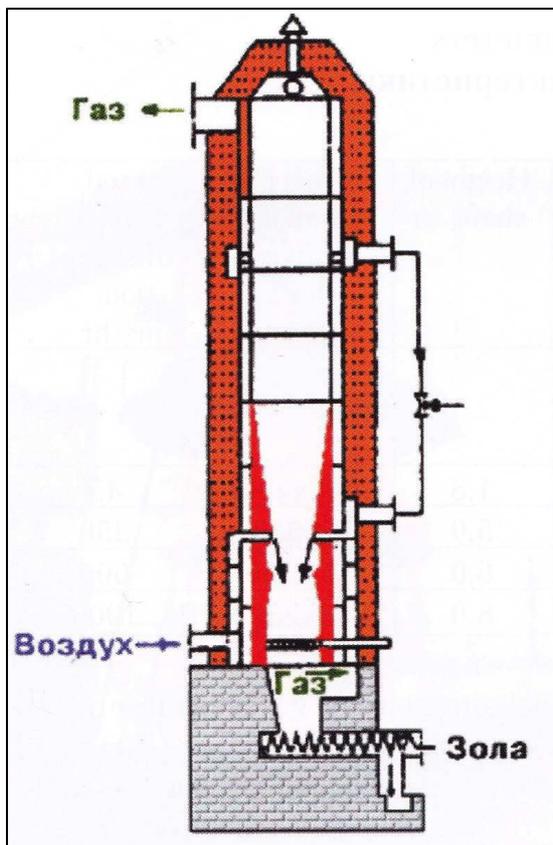
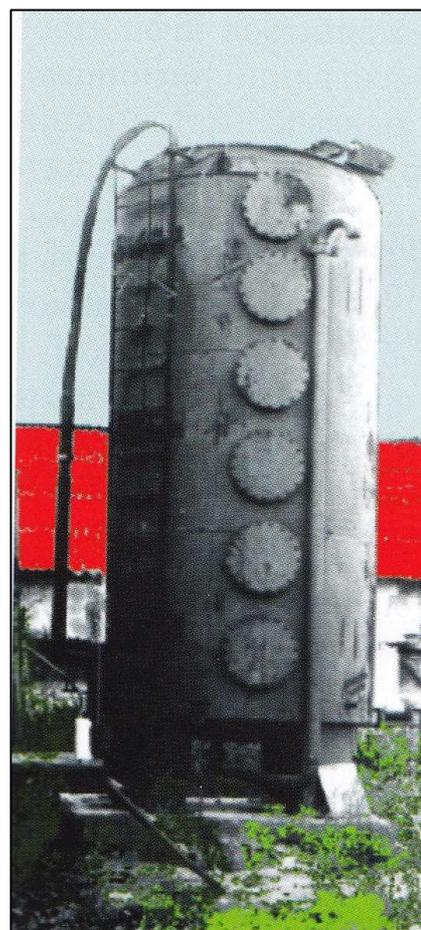


Схема термохимического генератора:
сырье – отходы древесины, кора, торф;
мощность от 100 кВт до 3 МВт;



Биогазовая установка БГУ – 50:
сырье – птичий помет, свиной навоз;
выпускаются от БГУ – 0,1 для крестьянских
хозяйств до БГУ – 500 для свиноферм на 24000 голов



Биогазовая станции «Лучки» в белгородской области мощностью 3,6 МВт

Рис.92. Биогазовые установки

7.3. Нереализованные проекты нетрадиционной электроэнергетики

Волновые электростанции (ВолнЭС). На схеме рис. 93 демонстрируется принцип действия электростанции, использующей энергию морских волн. На дно моря устанавливается вертикальная шахта (труба), в подводной части которой сделано «окно». Попадая в него, глубинная волна сжимает воздух в шахте, а последний крутит турбину генератора, установленного в машинном отделении. При обратном ходе волны воздух в трубе разрежается, приводя в движение вторую турбину. Таким образом станция работает непрерывно на «вдохе» и «выдохе».

Работа волновой электростанции может быть организована в сочетании с приливной электростанцией (ПЭС).

В России разработана опытно-промышленная точечная волновая электростанция установленной мощностью 30 кВт, названная ВолнЭС – 30 (рис. 94). Ее испытания проведены в Баренцовом море в 2013 г. [69].

Воздушно-аккумулирующие электростанции (ВАЭС). Принцип работы ВАЭС схож с принципом работы ГАЭС. В периоды избытка электроэнергии в сети компрессоры заканчивают воздух в специальное подземное хранилище под давлением от 7 до 10 МПа. В периоды дефицита энергии в системе воздух из хранилища срабатывается на воздушной турбине, приводя в действие генератор (рис. 95).

Как и в случае с ГАЭС, главным достоинством ВАЭС является быстрая трансформация давления воздуха в электроэнергию.

За рубежом успешно эксплуатируются две ВАЭС: Хунторф в Германии установленной мощностью 290 МВт и Макинтош в США установленной мощностью 110 МВт.

В России АО «Мособлгидропроект» и НИУ «Московский энергетический институт» ведут проработки по созданию опытно-промышленной ВАЭС мощностью 50 МВт [70]. Для хранения энергии в ВАЭС предлагается использовать подземное хранилище сжатого воздуха, аналогами которого являются существующие подземные хранилища природного газа. На территории России, в том

числе в европейской части, существуют перспективные площадки для создания подземных хранилищ газа в пористых структурах, которые не были использованы по причине удаленности от газотранспортных магистралей.

Осмотические электростанции (ОЭС). Такие электростанции основаны на принципе осмотического давления. Они могут быть построены в местах впадения рек в моря и океаны, т.е. там, где пресная вода взаимодействует с соленой.

Если раствор и растворитель разделены проницаемой только для растворителя мембраной, то возникает осмотическое давление между растворами с разной концентрацией. Так, средняя соленость воды Каспийского моря 12,9 ‰, а воды р. Волги 0,1‰. Если воду р. Волги считать растворителем, а воду Каспийского моря раствором, то при средней температуре 15°C среднее осмотическое давление на месте впадения Волги в Каспийское море определено величиной $P_{осм} = 57,58$ КПа.

Давление 57,58 КПа может быть использовано для выработки электроэнергии в осмотической электростанции (рис. 96). При расходе воды в устье р. Волги $Q = 7710$ м³/с потенциальная мощность будет $N = P_{осм} \cdot Q = 444$ МВт.

Чтобы течения, фауна и флора вод не оказывали влияния на осмос, полупроницаемую мембрану, установленную на месте впадения реки в море в составе осмотической электростанции, придется сопроводить целым комплексом инженерных сооружений.

Проблема использования осмотических электростанций заключается в том, что известные мембраны дороги и имеют малый срок службы [71].

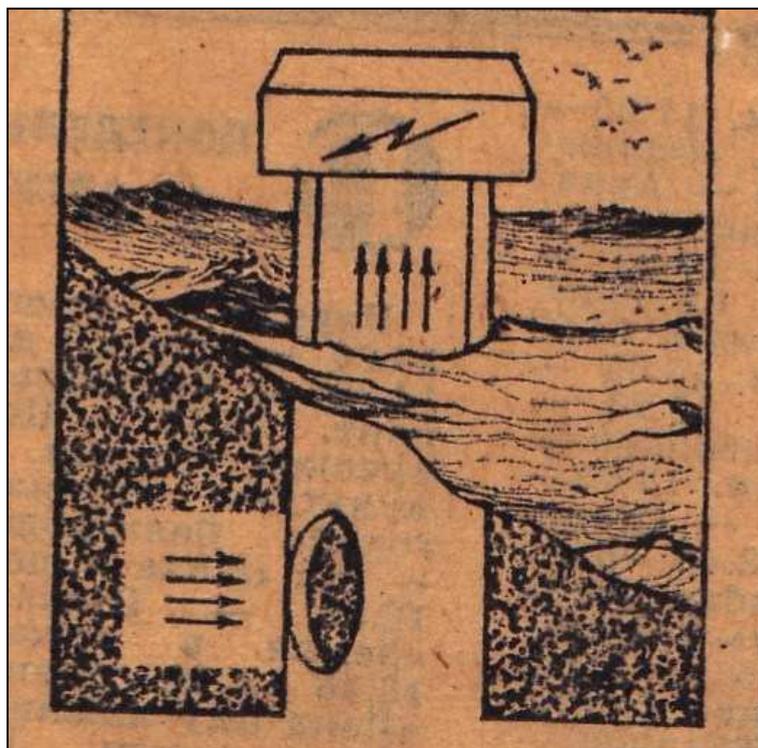


Рис. 93. Схема, иллюстрирующая принцип действия волновой электростанции

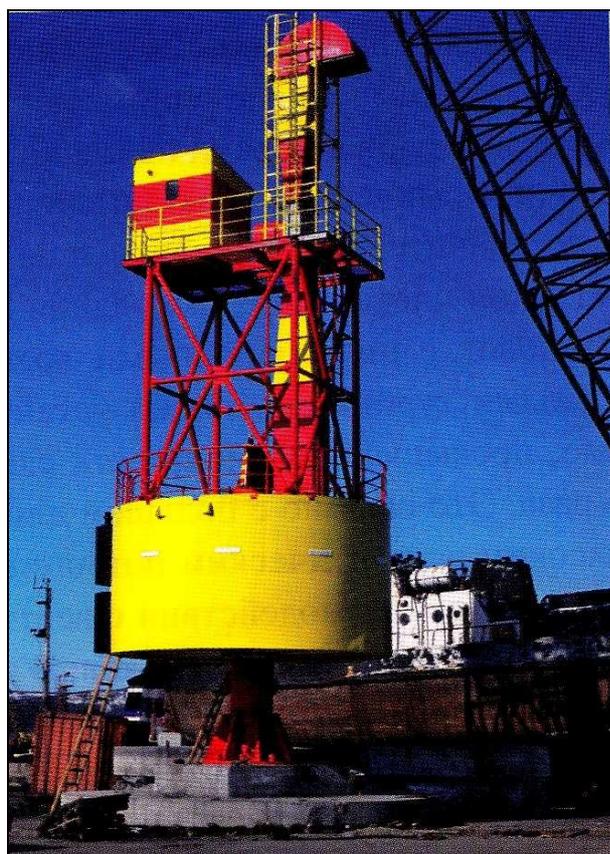


Рис.94. Монтаж в порту г. Мурманска пионерной российской волновой энергоустановки с ортогональной воздушной турбиной мощностью 30 кВт (2012 г.)

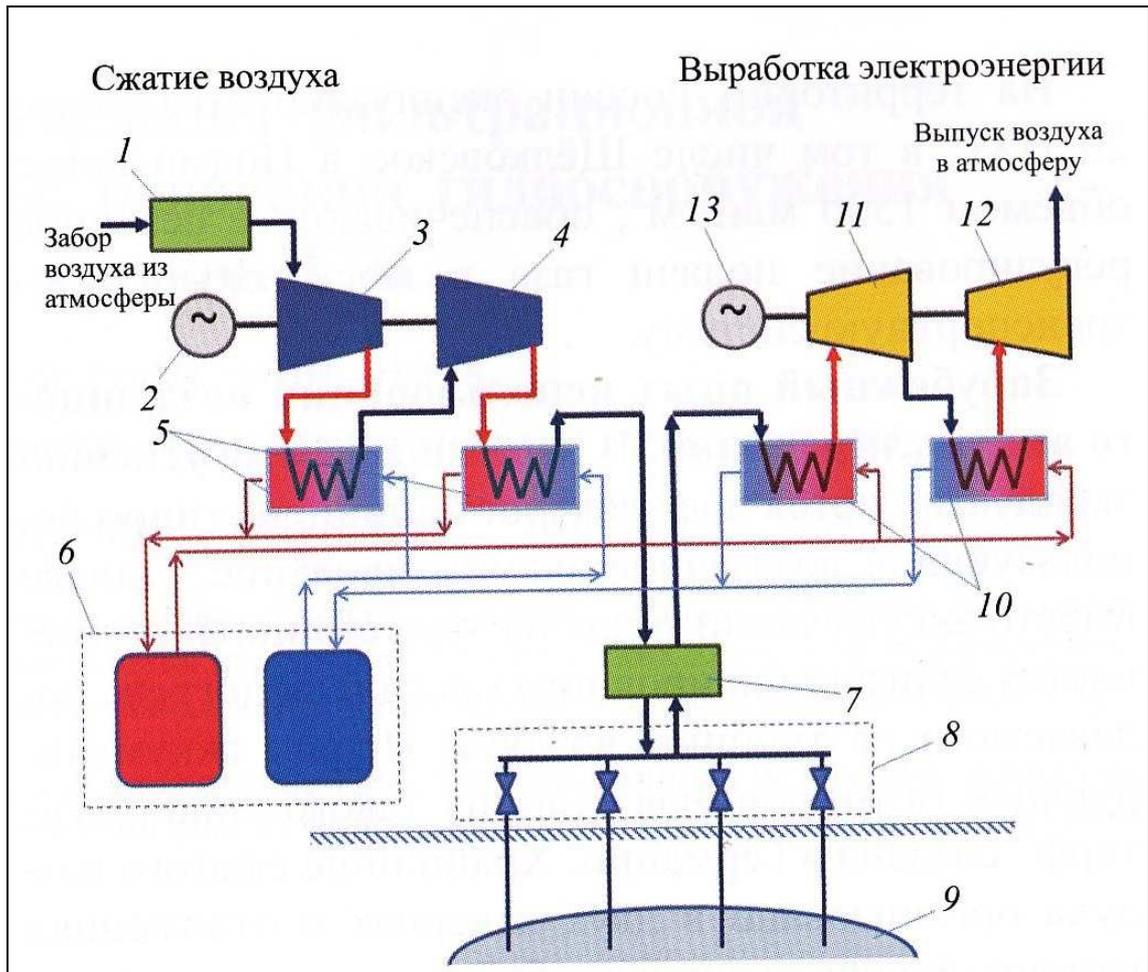


Рис.95. Принципиальная схема варианта ВАЭС с тепловым аккумулятором и подземным хранилищем сжатого воздуха:

- 1 – фильтр –сепаратор; 2 – электродвигатель; 3,4 – компрессоры низкого и высокого давления; 5 – теплообменники охлаждения воздуха; 6 – тепловой аккумулятор; 7 – блок очистки и осушки воздуха; 8 – группа скважин; 9 – подземное хранилище сжатого воздуха; 10 – теплообменники нагрева воздуха; 11, 12 – турбины высокого и низкого давления; 13 - генератор

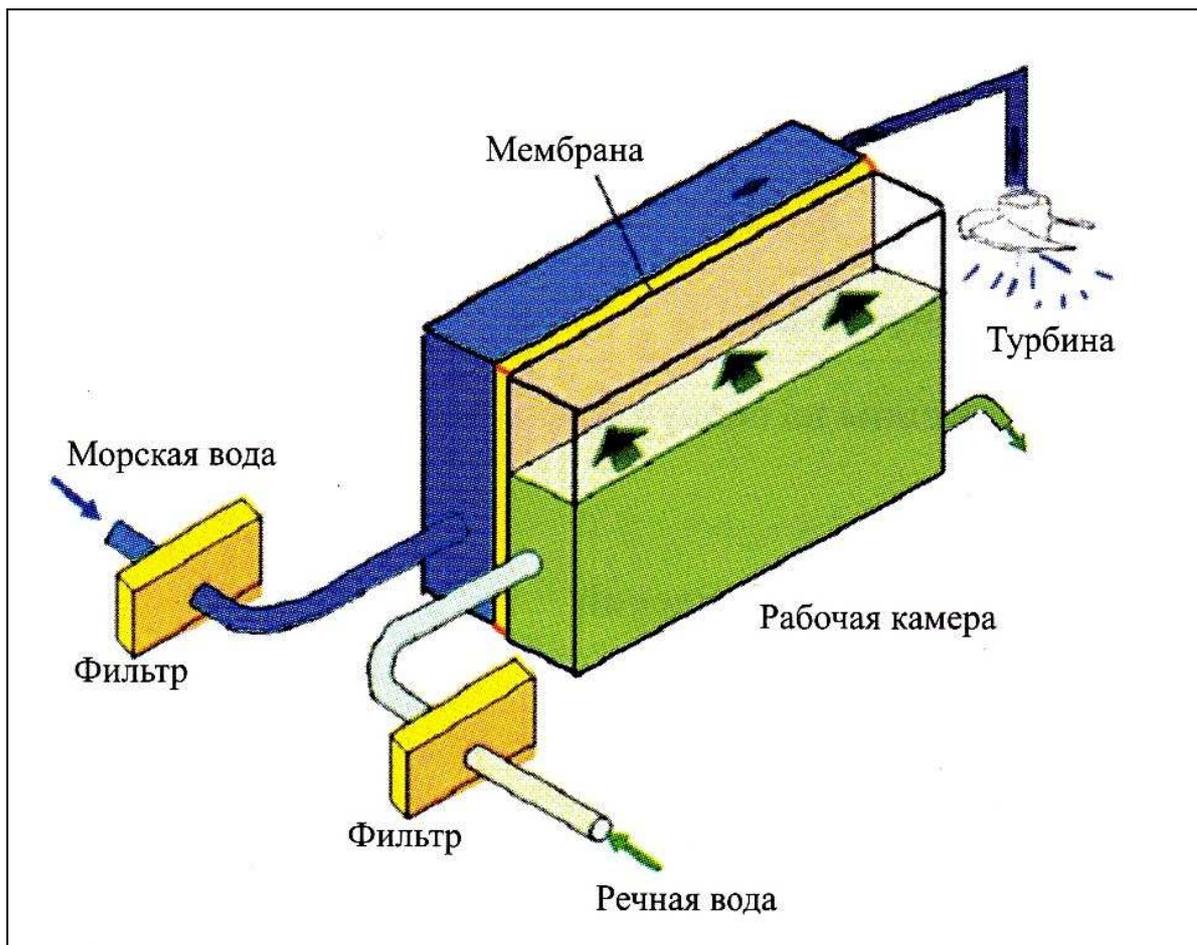


Рис. 96.Схема осмотической электростанции

8. Гидроэлектрификация России

По монографии д-ра техн. наук, профессора Б.М. Ерахтина «Строительство гидроэлектростанций в России», 2007 [39]

Россия является страной, большая часть территории которой по природно-климатическим условиям неблагоприятна для хозяйственной деятельности людей. Значительная часть страны расположена за Северным полярным кругом, более 2/3 в северной строительно-климатической зоне, остальная территория, за исключением Европейской – в зоне сурового климата. Производственная деятельность в этих условиях требует больших энергетических затрат, что отрицательно отражается на стоимости производимой продукции.

Россия обладает значительным количеством полезных ископаемых и сырьевых ресурсов. Разведанные их запасы при современных темпах добычи обеспечат страну: нефтью – на 35 лет, газом – на 80 лет, углем – на 60–180 лет, железными, медными, никелевыми, молибденовыми рудами – на 40 лет, цинком и свинцом – на 15–20 лет [3; 66].

Национальным богатством России предстают практически неисчерпаемые водноэнергетические ресурсы ее рек. Энергетический валовой потенциал крупных и средних рек России составляет 2 896 млрд кВт·ч и малых рек – 390 млрд кВт·ч. Использование его на уровне промышленно развитых стран мира (см. табл. 8) способно удовлетворить энергетические потребности России на обозримое будущее (табл. 28). На необходимость использования Россией этого национального богатства указывают как природно-климатические, так и экономические факторы.

**Возможное производство электроэнергии в России на ГЭС при
использовании технического энергopotенциала рек [39]**

Административный округ	Возможное производство электроэнергии на ГЭС, млрд кВт·ч			
	Всего	на крупных и средних ГЭС		на малых ГЭС
		действующие	новые	
Северо-Западный	68	12,4	42,5	13,1
Центральный	10	3,3	5,1	1,6
Южный	80	23,0	43,6	13,4
Приволжский	58	32,5	23,7	1,8
Уральский	75	0,4	56,3	18,3
Сибирский	850	136,0	620,5	93,5
Дальневосточный	749	21,2	662,3	65,5
Всего по России	1 890	228,8	1 454,0	207,2

За последние три четверти XX века в стране была создана мощная промышленность практически всех видов выпускаемой в мире продукции. По многим видам бывший СССР занимал ведущие позиции в мире. Продукция отечественной промышленности, однако, из-за больших энергетических затрат на ее производство в неблагоприятных климатических условиях и высокой стоимости транспортных перевозок стоит дороже зарубежной. Затраты на выпуск ее выше по сравнению с европейскими странами в 2,3 раза, с США и Японией – в 2,8 раза. В результате она неконкурентоспособна на мировом рынке. По мнению экономистов конкурентоспособность российской промышленности может быть достигнута лишь «поддержанием внутренних цен на энергоносители и сырье на уровне 40 % мировых, а заработной платы в пределах 25–30 % ее уровня в промышленно развитых странах» [66].

Выход России в 1990-х гг. на международный рынок поставил отечественную промышленность на грань выживания. А исчерпание ресурсов дешевого сырья и энергоносителей могут полностью лишить ее возможности конкурировать с зарубежными производствами. В таком случае многие жизненно необходимые отрасли промышленности прекратят существование, а Россия из про-

мышленно развитой страны превратится в сырьевой придаток мировой экономической системы [66].

Помешать такому развитию событий можно изысканием более дешевых источников энергии взамен нефти, газа и угля. Вариант в условиях России – это замена электроэнергии ТЭС возобновляемой энергией гидроэлектростанций, стоимость которой на порядок меньше, чем на тепловых электростанциях.

Современное электропотребление в России составляет около 1 000 млрд кВт·ч/год. К 2020 г. ожидается его рост до 1 500 млрд кВт·ч/год, а к 2030 г. – 2 100 млрд кВт·ч/год (см. раздел 13). В Российской Федерации в прошлом столетии были намечены к строительству 898 гидроэлектростанций с выработкой 1 195 млрд кВт·ч/год электроэнергии. К началу текущего века из них было построено 130 больших и малых ГЭС общей мощностью 46 млн кВт с годовой выработкой 175 млрд кВт·ч. К настоящему времени остались проектные проработки по 680 ГЭС общей мощностью около 230 млн кВт с годовой выработкой более 1 000 млрд кВт·ч электроэнергии. Перечень и характеристики всех этих ГЭС приведены в [39].

Препятствием для полного отказа от потребления электроэнергетикой России углеводородного топлива является дисбаланс в совокупной мощности ГЭС (см. табл. 1) и соответственно в выработке гидроэлектроэнергии среди регионов страны. Однако, он в значительной мере может быть скорректирован техническими и организационными мероприятиями:

- переброской на Урал и в Поволжье электроэнергии от крупных восточных ГЭС;
- максимальным использованием энергопотенциала малых рек, особенно в Северо-Западном, Центральном, Приволжском и Уральском регионах, дефицитных по выработке гидроэлектроэнергии;
- строительством новых предприятий, как правило, в обеспеченных гидроэлектроэнергией местностях;

– перебазируванием (в течение 40–50 лет) амортизовавшихся, устаревших, нарушающих экологию предприятий в районы с резервами гидроэнергии: например, ряда химических и нефтеперерабатывающих предприятий из бассейна р. Волги в районы Западной Сибири;

– сохранением в дефицитных по гидроэнергии регионах (Северо-Западном, Центральном, Приволжском) высокоэффективных ТЭС и АЭС, а также ТЭЦ при промышленных предприятиях для выработки недостающего количества электроэнергии;

– переводом жилищно-коммунального комплекса Сибири и Дальнего Востока на электрическое теплоснабжение.

Гидроэлектрификация России в современных условиях может за 40–50 лет качественно преобразовать ее электроэнергетику. Переход на возобновляемую энергию ГЭС со снижением за счет ее дешевизны затрат на добычу и переработку полезных ископаемых в отдаленных районах страны позволит удовлетворить условия достижения конкурентоспособности продукции российской промышленности на мировом рынке и обеспечить ее функционирование независимо от наличия нефти и газа. Попутно при строительстве многих ГЭС решаются проблемы:

– строительства современных дорог на территории России и хозяйственного освоения отдаленных районов на базе освобождаемых после возведения ГЭС поселков гидростроителей;

– создания единой внутренней воднотранспортной системы страны;

– повышения занятости населения и обеспечения значительной его части современным жильем;

– замещения изношенных ТЭС и АЭС новыми гидростанциями;

– снижения затрат на реконструкцию и эксплуатацию жилищно-коммунального хозяйства городов и поселков, переводимых на электрическое теплоснабжение с ликвидацией ТЭЦ, котельных и многокилометровых тепловых сетей;

– улучшения экологической ситуации в промышленных районах страны.

Гидроэлектрификация страны в течение 40–50 лет потребует ежегодного ввода на ГЭС 5–6 млн кВт новых мощностей. Выполнимость этой задачи подтверждается вводом в СССР в 1970-х гг. по 10–13 млн кВт энергетических мощностей в год, в том числе до 3,5 млн кВт/год на гидроэлектростанциях.

В табл. 29 демонстрируется примерная структура энергетики России после ее реконструкции на базе гидроэлектрификации. Принятая структура предусматривает использование 50 % полного энергopotенциала крупных и средних рек России со строительством ГЭС в изученных створах [39], по которым имеются проектные проработки (за исключением Нижнеленских ГЭС), и соответствует прогнозируемому производству электроэнергии в 2020 г.

Таблица 29

Примерная структура энергетики России после реконструкции ее на базе гидроэлектрификации [39]

Административный округ	Годовое производство электроэнергии, млрд кВт·ч				Выработка заменяемых ТЭС и АЭС, млрд кВт·ч
	Всего	Действующими ТЭС и АЭС	Действующими ГЭС	Новыми ГЭС	
Северо-Западный	109	50	12,4	46,6	19,2
Центральный	174	164	3,3	6,7	43,3
Южный	79	5	23,0	51,0	35,4
Приволжский	109	55	32,5	21,5	74,5
Уральский	61	20	0,4	40,6	84,6
Сибирский	516	12	136	368	72,9
Дальневосточный	492	4	22,4	465,6	29,4
Всего по России	1 540	310	230,0	1 000	359,3

Строительство ГЭС, включенных в табл. 29, ведется непрерывно, независимо от потребности в электроэнергии. При этом по мере ввода новых ГЭС ликвидируются или выводятся в резерв соответствующее по мощности и выработке количество тепловых и атомных станций. Сохранению подлежат преимущественно ТЭС, обеспечивающие промышленность тепловой энергией, а также угольные ТЭС, являющиеся основными потребителями продукции местных угольных предприятий. Вывод из эксплуатации ТЭС облегчается тем, что

уже к 2020 г. почти 60 % мощностей действующих тепловых электростанций вырабатывают свой ресурс.

Для осуществления гидроэлектрификации России за 40–50 лет из государственного бюджета финансируются работы, выполняемые в течение первых 10 лет, а большая часть следующих ГЭС может быть построена путем самофинансирования за счет прибыли от эксплуатации вводимых новых ГЭС. Заимствованные из госбюджета средства на гидроэлектрификацию страны окупятся в течение 5 лет после ввода первой ГЭС. Начиная с 10-го года работ строительство новых ГЭС будет давать прибыль. В итоге гидроэлектрификация России может быть выполнена практически «бесплатно» и дать прибыль в несколько сот млрд долларов.

Зачатки гидроэлектрификации страны просматриваются уже в современных планах развития электроэнергетики России [4]. Если концепцией гидроэлектрификации России увлекутся экономисты, идея обретет полную ясность. С уверенностью можно сказать одно: строительство гидроэлектростанций, как свидетельствует мировой опыт, должно и может не ухудшать, а улучшать условия жизни людей [39].

Контрольные вопросы-задания по дисциплине

«Основы энергетического строительства»

1. Перечислите виды энергетики в России. Какова структура производства и потребления электроэнергии в стране? Направления развития электроэнергетики?
2. Объясните принцип действия тепловой электростанции (ТЭС), поясните схемой. Дайте оценку влияния ТЭС на окружающую среду. Как решается проблема с отходами ТЭС?
3. Объясните принцип действия атомной электростанции (АЭС), поясните схемой. Дайте оценку влияния АЭС на окружающую среду. Как решается проблема с радиоактивными отходами АЭС?
4. Объясните принцип действия речной плотинной ГЭС, поясните схемой. Какие изменения в природной среде возникают с созданием ГЭС?
5. Дайте сравнительную характеристику влияния ТЭС, АЭС и ГЭС на окружающую среду. Какой из способов выработки электроэнергии, по вашему мнению, является наиболее экологически приемлемым для нашей страны?
6. Назовите виды гидроэлектростанций на крупных реках, поясните схемами. Поясните роль гидроэлектростанций в энергосистеме.
7. Изобразите схему гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС), поясните принцип ее действия.
8. В каких регионах целесообразно строительство малых электростанций (МГЭС)? В чем их достоинства? Какой может быть схема МГЭС на равнинной и горной реке?
9. Изобразите схему приливной электростанции (ПЭС), поясните принцип ее работы. В чем состоят достоинства и недостатки приливных электростанций?
10. Назовите способы электрогенерации на основе возобновляемых нетрадиционных источников энергии (ВИЭ). Какие из них, по вашему мнению, являются приемлемыми для России? Поясните эти способы схемами.
11. Каковы особенности потребления электрической и тепловой энергии населением и промышленностью России в связи с ее климатическими условиями по сравнению с другими странами мира?
12. Оцените возможности и перспективы гидроэлектрификации России.

Список использованных источников

1. Советский энциклопедический словарь. – М. : Изд-во «Советская энциклопедия», 1982. – 1600 с.
2. Макаров А. А. Возможности и стратегические приоритеты инновационного развития энергетики / Инновации, 2010. – № 12. – С. 3–6.
3. Папков Б. В. Становление и развитие электротехники и электроэнергетики: краткая хроника событий и фактов. – Н.Новгород : Кварц, 2011. – 216 с.
4. Паремуд С. П., Ваксова Е. И., Николаева Л. А., Файн И. И. Современное состояние и прогноз развития гидроэнергетики России и СНГ / Гидротехническое строительство, 2010. – № 9. – С. 10–18.
5. Фаворский О. Н. Альтернативная энергетика // Актуальные проблемы инновационного развития. Инновационный прорыв в условиях кризиса: возможные решения / Материалы заседания Межведомственной рабочей группы в рамках Саммита деловых кругов «Сильная Россия – 2009». Информационный бюллетень № 10. – М. : Тверской ИнноЦентр, 2009. – С. 81–86.
6. Вода России. Водохранилища / Под науч. ред. А. М. Черняева, ФГУП РосНИИВХ. – Екатеринбург : Изд-во «АКВА-ПРЕСС», 2001. – 700 с.
7. Вода или нефть? Создание единой водохозяйственной системы / Д. В. Козлов, И.П. Айдаров, Л. Д. Раткович, И. С. Румянцев и др. Под общ. ред. Д. В. Козлова. – М. : МППА БИМПА, 2008. – 456 с.
8. Водопользование и национальная безопасность / Беляков А. А., Веницианов Е. В., Комаров И. К. и др. – М. : Альманах «Вымпел», 1997. – 296 с.
9. Габриелян В. Г. Потенциал инновационных светотехнических решений в национальных инициативах по энергосбережению // Актуальные проблемы инновационного развития. Выбор инновационных приоритетов/ Материалы заседания Межведомственной рабочей группы в рамках Международного энергетического форума, Москва, 17 декабря 2009 г. Информационный бюллетень № 12. – Тверской ИнноЦентр, 2010. – С. 46–50.
10. Нигматуллин Б. И. Состояние и проблемы развития электроэнергетики России // Актуальные проблемы инновационного развития. Выбор инновационных приоритетов / Материалы заседания Межведомственной рабочей группы в рамках Международного энергетического форума, Москва, 17 декабря 2009 г. Информационный бюллетень № 12. – Тверской ИнноЦентр, 2010. – С. 72–76.
11. Шайтанов В. Я. Пути развития отечественной энергетики / Гидротехническое строительство, 2010. – № 6. – С. 11–13. Нигматуллин Р. И. Необходимые условия модернизации экономики России для выхода из кризиса // Актуальные проблемы инновационного развития. Выбор инновационных приоритетов / Материалы заседания Межведомственной рабочей группы в рамках Международного энергетического форума, Москва, 17 декабря 2009 г.. Информационный бюллетень № 12. – Тверской ИнноЦентр, 2010. – С. 37–45.
12. Нигматуллин Р. И. Необходимые условия модернизации экономики России для выхода из кризиса // Актуальные проблемы инновационного развития. Выбор инновационных приоритетов / Материалы заседания Межведомственной рабочей группы в рамках Международного энергетического форума, Москва, 17 декабря 2009 г.. Информационный бюллетень № 12. – Тверской ИнноЦентр, 2010. – С. 37–45.

13. Лапин Г. Г. О темпах развития гидроэнергетики в России / Гидротехническое строительство, 2011. – № 1. – С. 2–6.
14. Тулупов А. Смысл ущерба (недостатки трактовок) / Энергетика, экология, экономика, 2006. – № 21. – С. 64–71.
15. Соболев С. В. Февралев А. В. Использование водной энергии малых рек. – Н.Новгород : ННГАСУ, 2009. – 284 с.
16. Развитие гидроэнергетики и охрана окружающей среды / Гидротехническое строительство, 1988. – № 12. – С. 1–25.
17. Состояние радиационной безопасности на атомных станциях России и в районах их расположения. – М. : ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2009. – 124 с.
18. Экологический альбом атомной энергетики. – М. : ОАО «Росэнергоатом», 2009. – 143 с.
19. Кузнецов Г. И., Белецкая Н. В., Озерский Д. А. Накопители промышленных отходов. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2008. – 180 с. Водная стратегия Российской Федерации на период до 2020 года /
20. Когодовский О. А., Фриштер Ю. И. Гидроэнергетика Крайнего Северо-Востока. – М. : Энергоатомиздат, 1996. – 304 с.
21. Возрождение Волги – шаг к спасению России / Под ред. И. К. Комарова. – Москва – Н. Новгород : Экология, 1996. – 464 с.
22. Пикунов С. В. Экологическое состояние Обь-Иртышского бассейна в границах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / Труды конгресса международного научно-промышленного форума «Великие реки – 2011». – Н.Новгород : ННГАСУ, 2011. – С. 4–10.
23. Гагаринский А. Р. Ядерная энергия и общество / Росэнергоатом, 2010. – № 5. – С. 52–57.
24. Концерн Росэнергоатом / Проспект. – М., 2009. – 58 с.
25. Вечный двигатель. Волжско-Камский гидроэнергетический каскад: вчера, сегодня, завтра / Под общ. ред. Р. М. Хазиахметова. – М. : Фонд «Юбилейная летопись», 2007. – 352 с.
26. Вода России. Речные бассейны / Под науч. ред. А.М. Черняева, ФГУП РосНИИВХ. – Екатеринбург: Изд-во «АКВА-ПРЕСС», 2000. – 536 с.
27. Федеральный закон РФ «О радиационной безопасности населения» № 3-ФЗ от 9.01.1996.
28. Пивоваров Ю. П., Михалев В. П. Радиационная экология. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 240 с.
29. Губарев В. Г. Член-корреспондент РАН Дмитрий Матишов: вместе с океаном в жизни и в науке // Наука и жизнь, 2008. – № 3. – С. 16–10.
30. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов /– М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
31. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР / Под общ. ред. П. С. Непорожного. – М. : Энергия, 1970. – 320 с.

32. Пехтин В. А. Итоги работы 23-го Конгресса и 77-го Ежегодного собрания Международной комиссии по большим плотинам (ICOLD) / Гидротехническое строительство, 2009. – № 9. – С. 56–59.
33. Малик Л. К. Факторы риска повреждения гидротехнических сооружений. Проблемы безопасности. – М. : Наука, 2005. – 354 с.
34. Пергаменщик Б.К. Проблемы и перспективы строительства АЭС – Вестник МГСУ, 2014. – № 2. – С. 140-152.
35. Авакян А. Б., Шарапов В. А. Водохранилища гидроэлектростанций СССР. – М. : Энергия, 1977. – 400 с.
36. Водохранилища / Авакян А. Б., Салтанкин В. П., Шарапов В. А. – М. : Мысль, 1987. – 325 с.
37. Асарин А. Е., Бестужева К. Н. Резервы увеличения выработки электроэнергии на ГЭС Волжско-Камского каскада / Гидротехническое строительство, 2003. № 7. – С. 2–7.
38. Гидротехнические сооружения комплексных гидроузлов / Под общей ред. П. С. Непорожного. – М. : Энергия, 1973. – 288 с.
39. Ерахтин Б. М., Ерахтин В. М. Строительство гидроэлектростанций в России. – М. : Изд-во АСВ, 2007. – 732 с.
40. Лапин Г. Г. О некоторых итогах и планах энергетики / Гидротехническое строительство, 2008. – № 1. – С. 2–4.
41. Лапин Г. Г. Планы и реальность / Гидротехническое строительство, 2010. – № 1. – С. 2–4.
42. Васильев Ю. С. Влияние плотин и водохранилищ на окружающую среду / Проектирование и строительство больших плотин. Вып. 7. – М. : Энергоиздат, 1982. – 144 с.
43. Рекомендации по термическому расчету водохранилищ / П 78-79 ВНИИГ. – Л. : ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 1979. – 74 с.
44. Рассказов Л. Н., Орехов В. Г., Анискин Н. А., Малаханов В. В., Бестужева А. С. Саинов М. П., Солдатов П. В., Толстиков В. В. Гидротехнические сооружения. – М. : Изд-во АСВ, 2011. – Ч. 1. – 584 с., Ч. 2. – 536 с.
45. ГОСТ 19185-73. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.
46. Вода России. Малые реки / Под науч. ред. А. М. Черняева, ФГУП РосНИИВХ. – Екатеринбург : Изд-во «АКВА-ПРЕСС», 2001. – 804 с.
47. Государственный доклад «О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 1998 г.» – М., 1999. – 498 с.
48. Шапиро Л. Н., Шарапов В. А., Прохорова Т. Э. Влияние гидроэнергетики на земельные ресурсы / Гидротехническое строительство, 1987. – № 10. – С. 10–13.
49. Кузнецова И. А., Черная Л. В. Оценка загрязнения нефтепродуктами водных объектов в районе падения отделяющихся частей ракет-носителей «Союз» на территории Северного Урала / Водное хозяйство России, 2011. – № 2. – С. 83–91.
50. Асарин А. Е. Взгляд на каскад из Гидропроекта / Экология и жизнь, 2000. – № 1. – С. 51–54.
51. Найденко В. В. Великая Волга на рубеже тысячелетий. От экологического кризиса

к устойчивому развитию. – Н.Новгород : «Промграфика», 2003. – Т.1. – 432 с. Т.2. – 368 с.

52. Видение Волги. Междисциплинарная инициатива ЮНЕСКО по устойчивому развитию Волжско-Каспийского бассейна. – Н. Новгород : ННГАСУ, 2004. – 144 с.

53. Города под водой / Автор-составитель В. И. Ерохин. – М. : «Гранд-Холдинг», 2010. – 112 с.

54. Иванов А. Хребет России. – С-Петербург: Издательская группа «Азбука-классика», 2010. – 272 с.

55. Асарин А. Е. Конференция «HUDRO–2009» / Гидротехническое строительство, 2010. – № 2. – С. 55–56.

56. Копосов Е. В., Соболев С. В., Февралев А. В. Экологическая, социальная и экономическая эффективность использования водной энергии малых рек. – Н.Новгород : ННГАСУ, 2009. – 260 с. Гидроэлектростанции малой мощности / В. В.Елистратов, Я. И. Бляшко, А. Е. Андреев.– С.Петербург : Изд-во СПбГТУ, 2005. – 432 с.

57. Гидроэлектростанции малой мощности / В. В.Елистратов, Я. И. Бляшко, А. Е. Андреев.– С.Петербург : Изд-во СПбГТУ, 2005. – 432 с.

58. Лошак В. К., Аполлонов Ю. Е., Колосов М. А. Использование возобновляемых источников энергии в условиях устойчивого развития в бассейнах рек Волга, Дон, Лена, Нижняя Тунгуска и улучшения экологической обстановки / Международный научно-промышленный форум «Великие реки–2001». Генеральные доклады, тезисы докладов. – Н.Новгород : ННГАСУ, 2002. – С. 181–183.

59. Кислогубская приливная электростанция / Под общ. ред. Л. Б. Бернштейна. – М. : Энергия, 1972. – 264 с.

60. Лапин Г. Г. Правда и мифы о приливных электростанциях / Гидротехническое строительство, 2009. – № 9. – С. 49–55.

61. Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б., Семенов И. В., Историк Б. Л., Соболев Ю. С., Савченко С. Н., Мариничев Н. И. Приливная энергетика России (исторический очерк) / Гидротехническое строительство, 2009. – № 8. – С. 41–44.

62. Безносков В. Н., Демиденко Н. А., Кучкина М. А., Макаревич П. Р., Прищепа Б. Ф., Суздалева А. Л. Прогнозируемые экологические и социально-экологические последствия строительства Северной и Мезенской ПЭС / Гидротехническое строительство, 2009. – № 7. – С. 34–41.

63. Малик Л. К. Энергетическая составляющая устойчивого развития общества / Гидротехническое строительство, 2008. – № 3 – С. 28–41.

64. Ливинский А. П., Редько И. Я. Внедрение МЭК как основы эффективного способа решения проблем развития малой энергетики / Гидротехническое строительство, 2009. – № 8. – С. 67–69.

65. Бедрицкий А. И. Климатические ресурсы России // Проблемы гидрометеорологии и мониторинга загрязнения окружающей природной среды бассейнов великих рек / Сборник материалов конгресса Международного научно-промышленного форума «Великие реки 1999–2004». – С.-Петербург : Гидрометеоздат, 2005. – С. 428–433.

66. Паршев А. П. Почему Россия не Америка. – М. : Крымский Мост – 9Д, Форум, 2000. – 416 с.

67. Февралев А.В. Проектирование гидроэлектростанций на малых реках: учебное пособие / А.В. Февралев. – Н.Новгород: ННГАСУ, 2014. – 180 с.
68. Бишофф Ю. Куда все это девать? / GEO, 2012. – №10 – С. 107 – 121.
69. Шполянский Ю.Б. О сооружении приливных электростанций гигаватного класса с ортогональными турбинами на примерах проектов Мезенской ПЭС в России и ПЭС Северн в Великобритании / Гидротехническое строительство, 2013. – №11. – С. 8 – 19.
70. Козлов С.П., Чернышев С.А., Султангузин И.А., Яваровский Ю.В., Бакулин А.В. перспективы использования энергии сжатого воздуха для создания аккумулирующих электростанций / Гидротехническое строительство, 2016. – №9. – С. 32 – 34.
71. Волшаник В.В., Бабаев Б.Д. Потенциальная мощность осмотической электростанции Волга – Каспий / Гидротехническое строительство, 2014. – №9. – С. 36.
72. Федеральный закон « Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» №261 – ФЗ от 23.11.2009.
73. Использование водной энергии/ Под ред. Д.С. Щавелева: учебное пособие для вузов. – Л.: Энергия, 1976. – 656 с.

Учебное издание

Соболь Станислав Владимирович
Соболь Илья Станиславович
Ежков Алексей Николаевич

ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

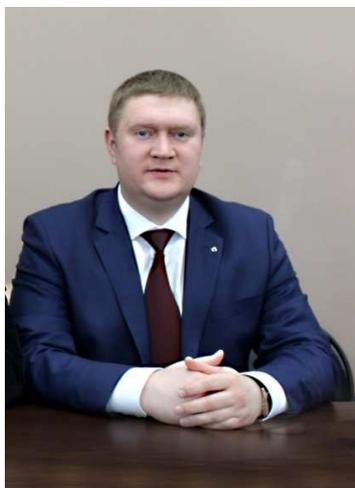
Учебное пособие

Компьютерное оформление Е.А. Аксенова, О.А. Соболь

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»
603950, Нижний Новгород, ул. Ильинская, 65.
<http://www.nngasu.ru>



Соболь Станислав Владимирович: доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой гидротехнических и транспортных сооружений ННГАСУ.



Соболь Илья Станиславович: доктор технических наук, доцент, проректор по научной работе, доцент кафедры гидротехнических и транспортных сооружений ННГАСУ.



Ежков Алексей Николаевич: кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры гидротехнических и транспортных сооружений ННГАСУ.