



РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ: РЕТРОСПЕКТИВА И ПЕРСПЕКТИВЫ

© Венделев В.А., 2026

Венделев Владислав Андреевич, соискатель ученой степени кандидата экономических наук, МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия;

ORCID: 0009-0007-4979-1906; vladvendelev@gmail.com

Статья поступила: 05.11.2025, принята к печати: 15.07.2026

Оригинальная статья

Аннотация. Гидроэнергетика является одним из наиболее консервативных направлений в отечественной энергетической отрасли. С первой половины XX в. строительство крупных ГЭС было тесно сопряжено с устойчивым социально-экономическим территориальным развитием, формируя энергетический базис для обеспечения электроэнергией как промышленных предприятий, так и населения. Однако в настоящий момент отрасль переживает состояние, перетекающее из стагнации в упадок. Отсутствие запросов на ввод новых ГЭС в рамках механизмов гарантированного возврата инвестиций с целью покрытия дефицитов электрической энергии и мощности, вызванных долгим сроком их строительства и высокими ценовыми параметрами, порождает декавалификацию во многих отраслевых направлениях. Наряду с прочими проблемами, актуальными как для крупных, так и для русловых малых ГЭС, темпы развития гидрогенерации в России за последние 30 лет значительно сократились. Вместе с тем не было начато строительство ни одного из запланированных к моменту написания статьи проектов крупных ГЭС, обозначенных в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. В данной статье предложен ряд механизмов, способных положительно повлиять на развитие ГЭС, способствуя повышению привлекательности отрасли как для инвесторов, так и для государства. Основными предложенными мерами являются софинансирование подготовки ложа водохранилищ государством и проведение технологически нейтральных отборов на строительство новой мощности с учетом сроков строительства крупных ГЭС. Без принятия подобных стимулирующих мер школа гидроэнергетического строительства в России будет продолжать претерпевать негативные трансформации.

Ключевые слова: гидроэнергетика, возобновляемая энергетика, декарбонизация, устойчивое развитие, территориальное развитие.

Классификация JEL: Q47.

Для цитирования: Венделев В.А. (2026). Развитие гидроэнергетики в России: ретроспектива и перспективы // Экономическая наука современной России. Т. 29. № 3. С. 78–95. [https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29\(3\)-78-95](https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29(3)-78-95). EDN: KMLVMS

[https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29\(3\)-78-95](https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29(3)-78-95)

EDN: KMLVMS



HYDROPOWER DEVELOPMENT IN RUSSIA: RETROSPECTIVE AND PROSPECTS

© Vendeleev V.A., 2026

Vladislav A. Vendeleev, Applicant for the Degree of Cand. Sci. (Economics), Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia;

ORCID: 0009-0007-4979-1906; vladvendeleev@gmail.com

Received: 05/11/2025, **Accepted:** 15/07/2026

Original article

Abstract. Hydropower is one of the most conservative areas in the domestic energy industry. Since the first half of the 20th century, the construction of large hydroelectric power plants has been closely linked to sustainable socio-economic territorial development, forming the energy basis for providing electricity to both industrial enterprises and the population. However, at the moment, the industry is experiencing transition from stagnation to decline. The lack of requests for the commissioning of new hydroelectric power plants within the framework of guaranteed return on investment mechanisms in order to cover shortages of electric energy and capacity caused by the long duration of their construction and high price parameters give rise to dequalification in many industry areas. Along with other problems relevant to both large and small hydroelectric power plants, the pace of development of hydrogenation in Russia significantly decreased over the past 30 years. At the same time, construction has not begun on any of the large hydroelectric power plants projects planned at the time of writing, as outlined in the General Layout of Electric Power Facilities until 2042. This article will propose a number of mechanisms that can have a positive effect on the development of hydroelectric power plants, contributing to increasing the attractiveness of the industry for both investors and the state. The main proposed measures are co-financing the preparation of the reservoir bed by the state and conducting technologically neutral selections for the construction of new capacities, taking into account the construction time of large hydroelectric power plants. Without such stimulating measures, the school of hydropower construction in Russia will continue to undergo negative transformations.

Keywords: hydropower, renewable energy, decarbonization, sustainable development, territorial development.

Classification JEL: Q47.

For reference: Vendeleev V.A. Hydropower development in Russia: retrospective and prospects. *Economics of Contemporary Russia*, 2026;29(3):78–95. (In Russ.) [https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29\(3\)-78-95](https://doi.org/10.33293/1609-1442-2026-29(3)-78-95). EDN: KMLVMS

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика в России является одним из пионеров распределенного и централизованного энергоснабжения. Еще до 1917 г. малые гидроэлектростанции (малые ГЭС) получили широкое распространение на уральских металлургических мануфактурах и деревообрабатывающих предприятиях Северо-Запада, обеспечивая электроэнергией малые производственные мощности и подсобные хозяйства.

Советская эпоха дала сильный толчок в развитии крупной гидроэнергетики. В постановлении «О плане электрификации России» (Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО); План ГОЭЛРО с рядом замечаний и дополнений был принят Советом народных комиссаров 22 декабря 1920 г. в постановлении «О плане электрификации России») на территории бывшего Советского Союза были построены крупнейшие, в том числе и в мировой практике, гидроэлектростанции (ГЭС)¹ (Гуртуев и др., 2022). Этот факт заложил прочный фундамент для развития отрасли — развивались машиностроительные предприятия, накапливались знания и умения в реализации сложных проектов ГЭС, формировались научно-исследовательские и проектные институты, а наличие добровольческих и принудительных трудовых формирований позволяло существенно сэкономить на привлечении трудовых ресурсов для строительства гидротехнических объектов. Таким образом, гидроэнергетика сформировалась в виде одного из традиционных направлений в отечественной энергетической отрасли.

Строительство крупных ГЭС было тесно связано с устойчивым социально-экономическим развитием территорий. Так, например, для развития комплекса цветной металлургии в Восточной Сибири был сооружен каскад Ангарских ГЭС, для электрификации и водоснабжения регионов Черноземья — каскад Кубанских ГЭС. Это позволило сформировать энергетический базис в масштабах всей страны для обеспечения электроэнергией как промышленных предприятий, так и населения.

Учитывая подход к оценке экономической эффективности проектов, основанный на методе приведенных затрат, а также учитывая, что об экологической повестке в СССР задумывались далеко не в первую очередь, новым ГЭС стали затем предпочитать в том числе дешевую угольную, а с конца 1970-х — начала 1980-х годов — и газовую генерацию. Угольные теплоэлектростанции (ТЭС) на территории СССР получили широкое распространение

благодаря богатой ресурсной топливной базе (каменный и бурый уголь), представленной крупнейшими в мире угольными бассейнами (Кузнецким, Донецким, Экибастузским и пр.). Газовые ТЭС, в свою очередь, начали активно интегрироваться в энергетический баланс страны после освоения Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазовых провинций и сопутствующего развития магистральных, в том числе таких экспортных газотранспортных систем, как «Союз» (Оренбург — Западная граница СССР), «Уренгой—Помары—Ужгород», позже — «Прогресс» (также известный как «Ямбург — Западная граница СССР») и пр.

Преимущества тепловой генерации над ГЭС были объективны: выработка и коэффициент использования установленной мощности у ТЭС зависят напрямую от количества сжигаемого топлива, а не от сезонности водного режима, и при этом объемы капитальных затрат, даже включая операционные, оказывались существенно ниже. Это выразилось в сокращении ввода новых ГЭС в начале 1970-х годов и привело к стагнации в развитии отрасли в 1980-е годы.

В настоящий момент отрасль переживает состояние, перетекающее из стагнации в упадок. Отсутствие запросов на ввод новых ГЭС, связанное с долгим сроком их реализации, порождает деквалификацию во многих направлениях отрасли. Истоки сформировавшихся экономических проблем можно охарактеризовать как имущественные и финансовые.

Имущественные проблемы обусловлены правовой принадлежностью водохранилищ новых ГЭС. Они, как и любые водные объекты, после строительства переходит в федеральную собственность. Будучи государственным, водохранилище приобретает статус многоцелевого, и государство как регулятор уже учитывает интересы всех потенциальных водопользователей. При этом подготовка ложа водохранилища и сопутствующие компенсационные мероприятия (до 50% капитальных затрат ГЭС) возлагаются на инвестора, что негативно влияет на показатели экономической эффективности новых ГЭС.

Финансовые проблемы новых ГЭС характеризуются тем, что при имеющейся цене электрической энергии и электрической мощности на оптовом рынке ни один проект ГЭС, как и любой другой энергетический объект, без применения механизма гарантированного возврата инвестиций экономически нерентабелен и непривлекателен.

Взаимосвязь характерных проблем также остается актуальной для русловых малых гидроэлектростанций (или малых ГЭС, установленной мощностью до 50 МВт) в условиях отбора проектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на ос-

¹ Плана ГОЭЛРО. Первое издание (1920 г.). URL: <https://istmat.org/node/29115>

нове договора поставки мощности². Ввиду высокой удельной стоимости 1 кВт·ч, производимого новыми объектами малой гидроэнергетики, внимание инвесторов к таким объектам, как и распределение государственных квот на их строительство, существенно ниже, чем у солнечных или ветровых станций.

Целями данной статьи являются оценка современного состояния гидроэнергетической отрасли России, анализ динамики становления гидроэнергетики России, определение тенденций и факторов, негативно воздействующих на развитие гидроэнергетической отрасли. В соответствии с полученными результатами в рамках данной работы даются рекомендации для устранения выявленных проблем и оцениваются возможные последствия.

Для достижения поставленной цели предлагается решить ряд следующих задач:

- 1) провести ретроспективный анализ развития гидроэнергетической отрасли России;
- 2) определить комплексные положительные и отрицательные последствия строительства ГЭС;
- 3) определить существующие меры поддержки строительства новых ГЭС и малых ГЭС;
- 4) установить факторы, негативно влияющие на развитие гидроэнергетики в России;
- 5) предложить сценарии устранения тормозящих факторов.

Гипотеза исследования заключается в том, что причина сокращения былых темпов развития гидроэнергетики в позднем СССР и современной России имеет системный характер, связанный с технологическим прогрессом в других отраслях, а также с формированием рыночных механизмов в электроэнергетике. Сложившиеся условия не могут обеспечить развития гидроэнергетической отрасли и требуют централизованной либо адресной поддержки со стороны государства, заинтересованного в формировании энергетического фундамента, соответствующего достижению целей устойчивого развития в долгосрочной перспективе.

РЕТРОСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Гидроэнергетика — одна из старейших энергетических отраслей России. Еще задолго до появ-

ления централизованного энергоснабжения малые ГЭС снабжали небольшие лесозаготовительные предприятия на территории современной Карелии, а на территории Урала такие станции были интегрированы в гидротехнические сооружения прудов возле металлургических предприятий, что позволяло им вырабатывать электроэнергию для мануфактуры (Кусков, 2014).

Такие факторы, как технологическая простота, относительная стабильность работы, отсутствие зависимости от ископаемого топлива, в дальнейшем сыграли ключевую роль в развитии отечественной гидроэнергетики. На рис. 1 изображен график ввода новых ГЭС на территории современной России с 1903 по 2018 г. Примечателен факт, что на графике отмечены лишь те станции, которые продолжали свою работу на 2018 г. (Дворецкая и др., 2018), а также продолжают функционировать и сегодня. Также стоит отметить, что дата ввода ГЭС в данном случае — это дата пуска первого гидроагрегата, т.е. момент, когда станция уже начала выдавать электроэнергию потребителю, однако строительство и наращивание мощности могло продолжаться еще 5–10 лет в зависимости от числа гидроагрегатов.

На графике отчетливо видно, что впредь до 1950-х годов — и в Российской Империи, и далее в СССР — строились в основном небольшие станции. Ни за один год в этот период не было введено мощности, равной хотя бы половине гигаватта, хотя многие амбициозные проекты уже были заложены. Также в этот период по числу введенных в эксплуатацию ГЭС отчетливо выделяется 1937 г.: рабочие и инженеры были в том числе принудительно задействованы на строительстве гидротехнических сооружений на канале им. Москвы (Сходненская, Ивановская, Карамышевская, Пироговская и Прервинская ГЭС), а также на объектах Московской области (Листвянская и Акуловская ГЭС) и Северо-Запада (Лесогорская, Нива-2, Игнойла ГЭС). Наличие в СССР добровольных и принудительных трудовых ресурсов из рядов заключенных, комсомольцев, студенческих стройотрядов, а также пленных в послевоенное время значительно удешевляло строительство ГЭС и стимулировало развитие отрасли.

С начала 1950-х и вплоть до начала 1980-х годов в стране происходил бум ввода новых ГЭС. Достраивались те объекты, ввод которых был отложен из-за Великой Отечественной войны (например, каскад Свирских ГЭС), осваивался промышленный потенциал Сибири (каскад Ангарских ГЭС) и Дальнего Востока (Зейская ГЭС, каскад Вилюйских ГЭС). В 1960-е годы сформировались целые территориально-промышленные комплексы, основанные преимущественно на гидроэнергетике.

² Постановление Правительства РФ от 23.01.2015 № 47 «Порядок реализации механизма поддержки ВИЭ на розничных рынках в ценовых и неценовых зонах оптового рынка, а также в территориально изолированных энергорайонах»; ГОСТ Р 51238-98. Государственный стандарт Российской Федерации. Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения (утв. и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 25.12.1998 № 461).

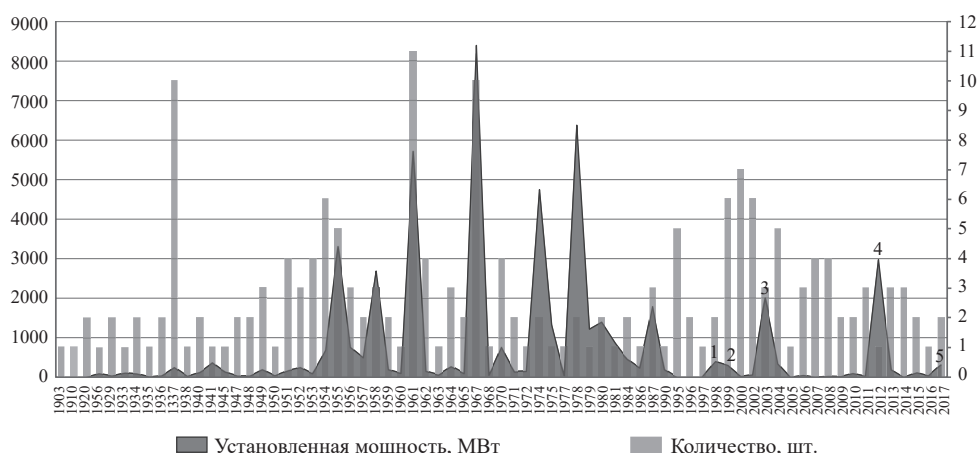


Рис. 1. Динамика ввода новых ГЭС на территории России с учетом сохранившихся в эксплуатации: 1 — Ирганайская ГЭС (строительство с 1977 г.); 2 — Зеленчукская ГЭС (строительство с 1976 г.); 3 — Бурейская ГЭС (строительство с 1976 г.); 4 — Богучанская ГЭС (строительство с 1974 г.); 5 — Усть-Среднеканская ГЭС (первый агрегат) (строительство с 1990 г.)

Составлено автором на основе (Дворецкая и др., 2018).

По всей освоенной территории страны была достигнута синергия гидрогенерации и регулирования водотоков, на берегах водохранилищ были созданы рыбопромышленные колхозы и рекреационные зоны, наблюдалось сокращение числа катастрофических паводков, налаживалось регулярное судоходство (Днепр, Волга и пр.). В этот период Советский Союз наращивал производственные и интеллектуальные мощности в производстве и проектировании гидросилового оборудования и гидротехнических сооружений, в России и других социалистических республиках организовывались гидропроекты и гидромашиностроительные предприятия. СССР стал одним из мировых лидеров гидроэнергетической школы.

Однако с начала 1980-х годов и вплоть до распада Советского Союза отрасль начала претерпевать кризис. Экологическое давление на гидроэнергетику усилилось, экономические и социальные турбулентности в стране затронули весь пласт капитального строительства, а новые технологические решения стали справедливо отодвигать гидроэнергетику на задний план. В таких условиях темпы ввода новых мощностей значительно снизились, хотя и новые станции, в соответствии с целями плановой экономики, продолжали проектировать и вводить.

С момента перехода на рыночную модель экономики в 1990-е годы гидростроительство в России подверглось глобальным негативным изменениям. Вплоть до текущего момента в стране «с нуля» не было построено ни одной крупной ГЭС. Все крупнейшие проекты достались России в качестве долгостроев с советских времен и достраивались

десятилетиями на региональные и федеральные дотации. Однако с 1999 г., с момента подписания Россией Киотского протокола, стали появляться меры поддержки и механизмы для развития ВИЭ, в том числе малой и микрогидрогенерации³. На графике можно видеть, что в современной России стало отдаваться предпочтение строительству новых малых и микро-ГЭС, поскольку для стимулирования их ввода были созданы механизмы гарантированного возврата инвестиций, позволяющие в указанные для инвестора сроки возвращать полный объем инвестиций с оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ИНТЕРЕСА К СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЭС

Ретроспективный анализ затронул только лишь станции, продолжающие функционировать на территории России. Однако за всю историю гидроэнергетики ГЭС ни только строились, но и выводились из эксплуатации по разным техническим и экономическим причинам. Причины вывода станции из эксплуатации по принципу окончания срока действия наименее вероятны, так как, даже учитывая, что срок эксплуатации гидросилового оборудования составляет в среднем 40 лет с возможностью модернизации, срок действия гидро-

³ Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 (ред. от 12.07.2021) «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

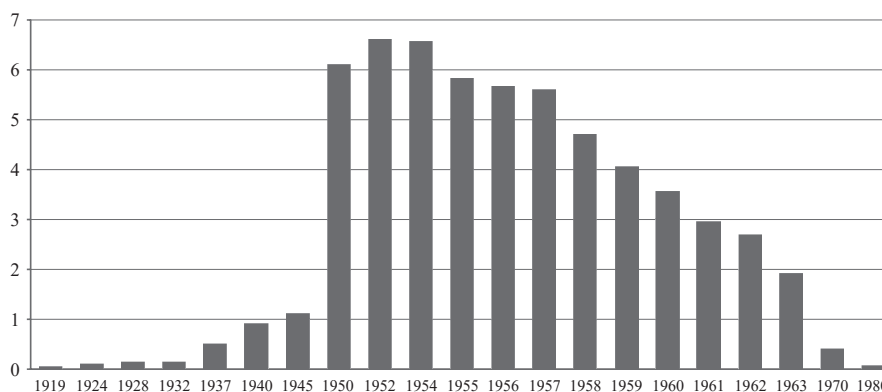


Рис. 2. Число малых ГЭС, действовавших в России с 1919 по 1980 г., тыс. шт.

Составлено по данным (Коновалова, Иванова, 2013).

технических сооружений рассчитан минимум на 100 лет⁴. Также в истории не зафиксированы случаи вывода из эксплуатации крупных ГЭС, построенных уже в послевоенное время.

На рис. 2 показана динамика изменения числа малых ГЭС в России на протяжении XX в. Если крупные ГЭС вводились штучно, то объекты малой гидрогенерации вводились и выводились тысячами. Это было связано с относительной простотой строительства деривационных станций очень малой мощности (до 50 кВт), однако были и случаи, когда выводились и совсем «молодые», русловые малые ГЭС мощностью до 1–5 МВт. По данным графика видно, что тенденция ввода новых малых ГЭС повторяет тенденцию динамики роста гидроэнергетики в стране в целом, за исключением колоссальных объемов вывода таких станций: за 20 лет, с 1950 по 1970 г., число малых ГЭС сократилось более чем в 20 раз.

Снижение интереса к строительству и эксплуатации ГЭС и малых ГЭС было вызвано множеством факторов. В отношении малых ГЭС — это прежде всего централизация энергоснабжения. Когда в деревни и села пришла централизованная энергия от крупных ТЭС, ГЭС, а позднее АЭС, необходимость в поддержании малой гидрогенерации практически отпала. Плотины малых ГЭС стали, скорее, обременением — на них каждый год возникали заторы льда, они мешали промышленному сплаву леса по рекам, передвижению маломерных судов. Таким образом, плотины зачастую были демонтированы без возможности дальнейшего восстановления. В технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах малым ГЭС предпочитались дизельные

электростанции ввиду относительной дешевизны дизельного топлива в СССР.

Сокращение темпов ввода крупных ГЭС связано отчасти с тем, что основные проекты все же удалось реализовать еще в рамках ГОЭЛРО. Крупные промышленные центры получили гидроэнергию, основные водные транспортные артерии были зарегулированы с достижением всех сопутствующих положительных эффектов. В настоящий момент еще существуют проблемы с катастрофическими паводками, например, на реке Амур на Дальнем Востоке России, однако в планах у государства на долгосрочную перспективу данные проблемы принято также решать путем строительства новых крупных ГЭС на главных притоках Амура.

Также замедлению развития гидроэнергетики послужили газификация и разработка угольных месторождений в стране. Локально содержать угольные и газовые ТЭС было технологически проще и экономически эффективнее. Даже в настоящее время при рассмотрении вариантов строительства ГЭС или ТЭС на нужды ликвидации энергонедефицита предпочтение отдается ТЭС ввиду меньших сроков реализации, стабильной эксплуатации, обеспечения гарантированной выработки и технологической простоты проектов.

Кроме того, ГЭС зачастую «обвиняют» в негативном воздействии на микроклимат и локальную экологическую ситуацию. Так, аналогичным образом за последние годы снизилась популярность строительства малых ГЭС в Китае, где МГЭС ни то что перестали их вводить активными темпами, но, напротив, начали демонтировать (Lixiao et al., 2021).

Рассмотрим теперь позитивный экологический тренд в энергетике России, который в то же время является негативным для создания предпосылок для ввода новых крупных ГЭС (рис. 3).

Данные на рис. 3 свидетельствуют о том, что энергетический сектор России можно считать

⁴ Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282.27.140.011-2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», дата введения — 30.07.2008..

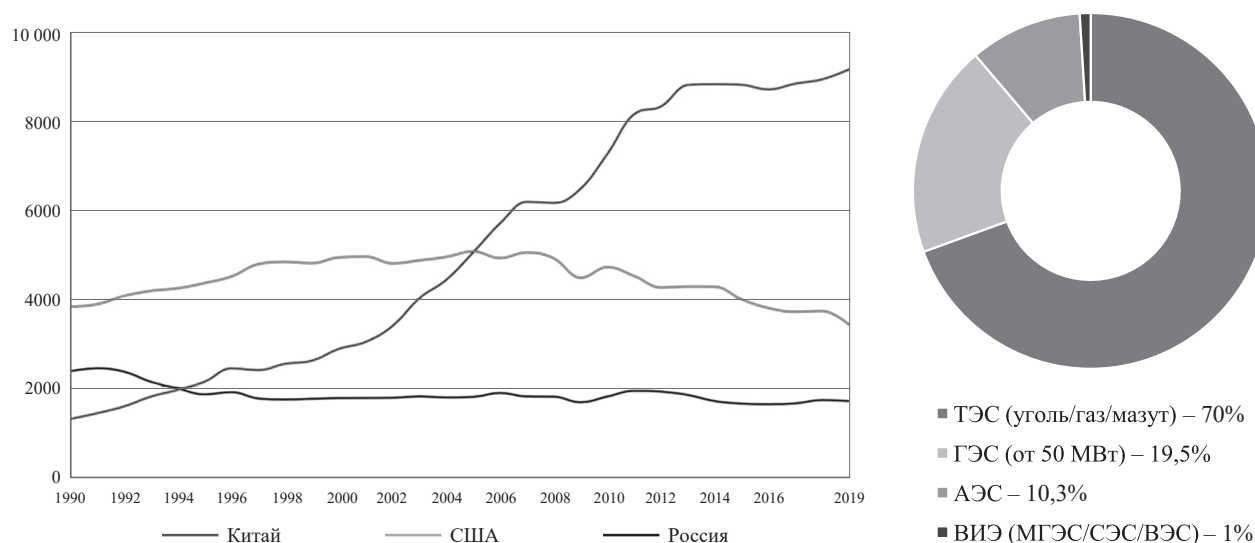


Рис. 3. Структура и объем выбросов CO₂ российской энергетики в сравнении с крупнейшими энергосистемами мира, млн т
Составлено автором на основе: URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook>

вполне стабильным с точки зрения выбросов оксида углерода ввиду сокращения ввода новых угольных ТЭС, а также их замещения в пользу ГЭС, работающих на природном газе, в частности, по технологии парогазового цикла, отличающейся высоким КПД (в среднем 64 против 34%), а также меньшими удельными выбросами CO₂. Наличие же в энергобалансе страны большого числа крупных ГЭС и АЭС позволяет удерживать тенденцию карбонизации на характерном плато. И тогда динамика выбросов углекислого газа в энергетике остается чувствительной, скорее, к кризисным шокам, провоцирующим спады промышленного производства.

Таким образом, можно прийти к выводу, что дальнейшее «озеленение» российской энергетики без ввода новых нейтральных к выбросам крупных генерирующих объектов, к которым можно отнести крупные ГЭС, практически невозможно. Газификация угольных ТЭС требует соответствующего развития газодобывающих и газотранспортных мощностей, а также решения ряда других проблем, в частности, в машиностроении. Конкуренцию ГЭС в данном ключе может создать только атомная генерация, однако проблемы ее развития, связанные с отсутствием технологически нейтральных отборов, долгими сроками строительства, технологической сложностью и техногенными рисками, схожи с гидроэнергетикой. Приоритет между двумя отраслями в данном случае может быть расставлен на государственном уровне в системном или адресном порядке.

Снижение интереса к гидроэнергетике было обусловлено в том числе отсутствием конкурентных преимуществ как перед традиционными источниками, работающими на ископаемом топливе, так и сравнением с другими типами генерации.

На основании данных рис. 4 можно отметить, что крупные ГЭС в России эксплуатируются по коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) даже эффективнее, чем ТЭС, и уступают только АЭС, где ввиду специфики технологического цикла достигается максимальная оптимизация работы реакторов. Но стоит отметить, что годовой график выработки на ГЭС имеет сезонный характер и зависит от фаз водного режима, в то время как ТЭС загружается по графику потребления на сутки вперед, что позволяет удовлетворять реальный спрос. Низкий КИУМ на ТЭС в России обусловлен, скорее, недогрузкой тепловых блоков в ночное время, а также отображает резерв мощности. В сравнении с солнечными электростанциями (СЭС) и ветроэлектростанциями (ВЭС) и учитывая, что выработка на таких станциях зависит от природных факторов, различие достигается за счет технологической разницы — КПД современных СЭС составляет 15–20%, ВЭС — 40–50%, а ГЭС — 85–90%. Учитывая относительную регулярность гидрологических режимов водотоков, за исключением маловодных лет, ГЭС работают также более стабильно (Баранов, 2012).

Возвращаясь к экологическому фактору и сравнивая ГЭС с другими типами генерации, следует отметить, что прямые выбросы диоксида углерода на ВЭС, СЭС, АЭС и ГЭС можно принять за условный 0 г/кВт·ч. В то же время самыми углеродоемкими остаются угольные ТЭС — 800–1000 г/кВт·ч и парогазовые и газовые паросиловые ТЭС — 800–1000 г/кВт·ч (Филимонова, Комарова, Новиков, 2025). Динамика косвенной углеродоемкости будет в целом идентичной. Исходя из этого,

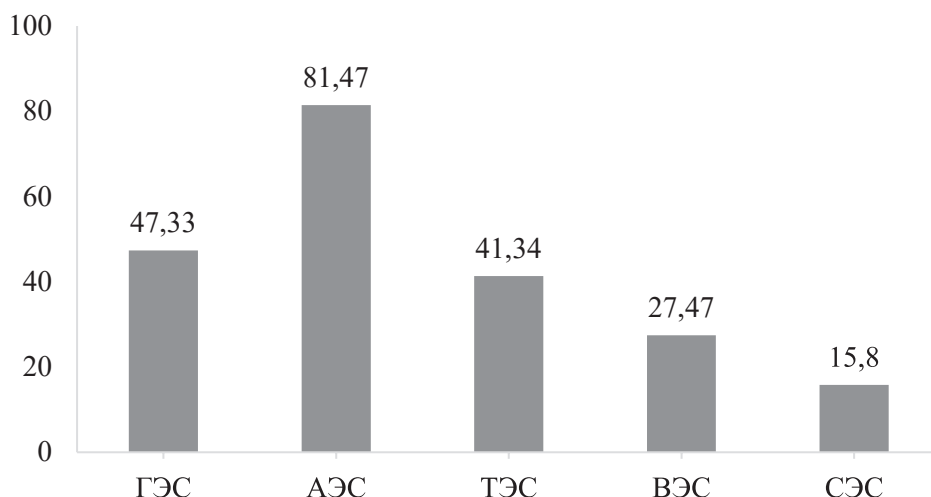


Рис. 4. Средний многолетний коэффициент использования установленной мощности по основным типам генерации в России в 2024 г., %

Составлено автором на основе: (Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2024 году. Системный оператор единой энергетической системы России, АО «СО ЕЭС», 2025 г. URL: <https://br.so-ups.ru/Public/Docs/DocView?id=f3f216c5-466b-4792-99dc-1eb834653e27>)

можно снова вернуться к выводу: как в СССР, так и сейчас в России приоритет зачастую отдавался наиболее быстровозводимому и технологически более маневренному решению, чем экологической повестке.

Сравнить типы генерации по удельной стоимости в России в текущий момент не представляется возможным, так как совершенно новых проектов крупных ГЭС за новейшую историю реализовано не было, а разброс стоимостей новых тепловых станций сильно зависит от региона строительства, технологического цикла и затрат на инфраструктуру технологических присоединений.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И НЕГАТИВНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС

Строительство и эксплуатация объектов гидроэнергетики имеют неоднозначный экологический характер, поскольку воздействуют на массу естественных и антропогенных процессов. Так, с одной стороны, гидротехнические сооружения позволяют аккумулировать пресные водные ресурсы, способствуют регулированию стока, создают противопаводковый эффект, минимизируя ущерб от наводнений, но с другой — нарушают рыбохозяйственные режимы, затапливают плодородные почвы, воздействуют на микроклимат и т.д. В советское время, например, на базе Рыбинского водохранилища были построены первые колхозы с рыбохозяйственной специализацией, однако при строительстве этого же водохранилища было затоплено и переселено более 650 населенных пун-

ктов, и подобные примеры сопровождают почти каждую крупную ГЭС.

Как видно из данных табл. 1, среди положительных последствий строительства ГЭС преобладают явления социально-экономической направленности, ориентированные на долгосрочную перспективу. Данные последствия определяют ГЭС как комплексный хозяйственный субъект, способствующий развитию вокруг себя других отраслей. Тем временем негативные факторы носят, скорее, экологический характер в отношении как исчерпаемых, так и неисчерпаемых природных ресурсов, однако имеют как кратковременный, так и постоянный характер воздействия на гидрологический режим водотоков (Ноговицын, Шеина, Сергеева, 2019).

Выбор строительства ГЭС среди иных технологических решений энергоснабжения должен сопровождаться многофакторной экспертизой, включающей анализ территориальных особенностей и определение приоритетов в экономическом и социальном развитии, при этом минимизируя экологические риски.

ДВИЖУЩИЕ СИЛЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

В соответствии с Федеральным законом № 35-ФЗ⁵, в настоящий момент в России действует ряд стимулирующих мер и механизмов для развития ВИЭ. Однако в контексте данных механизмов

⁵ Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». URL: <https://fas.gov.ru/documents/576607?id=37>

Таблица 1. Положительные и отрицательные последствия строительства ГЭС

Положительные последствия	Отрицательные последствия
Стабильность и маневренность выработки при наличии водохранилища годового или многолетнего регулирования	Сезонность выработки, сравнительно низкий КИУМ (при наличии водохранилища с малым полезным объемом)
Противопаводковый эффект, сокращение потенциального ущерба	Вмешательство в гидрологический режим водотока в нижнем бьефах ГЭС
Отсутствие выбросов в атмосферу ввиду отсутствия потребности в сжигании ископаемого топлива	Влияние на руслоформирующие процессы в верхнем и нижнем бьефе
Гидроэнергетика может развиваться там, где передача энергии из единой энергосистемы труднодоступна	Заиливание водохранилищ
Низкая себестоимость вырабатываемой электроэнергии после полной окупаемости строительства	Вырубка лесных массивов
Развитие сопутствующей инфраструктуры, синергетический эффект	Затопление обширных территорий при строительстве низконапорных ГЭС в среднем и нижнем течении равнинных рек
Гарантия устойчивого социально-экономического территориального развития на 100 лет и более	Возможная необходимость в переносе населенных пунктов
Обеспечение водопользования и стратегического запаса чистой пресной воды	Негативное влияние на ихтиофауну и иные водные биоресурсы
Способствует развитию энергоемких производств, рыбного хозяйства, рекреационного сектора и иных отраслей экономики	Изменение микроклимата вблизи водохранилища
В некоторых случаях зарегулированность стока может обеспечить беспрепятственное судоходство	Выбросы CO ₂ от перегнивания оставшейся древесины первые 20 лет эксплуатации ГЭС

Составлено автором.

мощность новых ГЭС должна находиться в диапазоне от 5 до 50 МВт в одном створе для потенциальных субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности и до 5 МВт — для субъектов розничного рынка электроэнергии. Таким образом, механизмы гарантированного возврата инвестиций, направленные на привлечение средств в развитие отрасли, актуальны исключительно для объектов малых и микро-ГЭС.

В рамках другого механизма развития генерации, направленного на покрытие прогнозируемых дефицитов мощности в Единой энергетической системе России, такого, как конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов, объекты гидроэнергетики, наряду с объектами атомной энергетики, не рассматриваются в первую очередь из-за сроков реализации проектов. Это обосновано тем, что Системный оператор Единой энергетической системы России формирует программные документы, отражающие прогнозируемые дефициты мощности в разных частях энергосистемы на горизонте пяти лет, что достаточно для строительства ТЭС «с нуля», но недостаточно для строительства ГЭС. Таким образом, все потенциальные проекты ГЭС автоматически выпадают из конкуренции. Проблема могла бы быть решена при увеличении сроков прогнозирования балансовых показателей Единой энергетической системы России и проведении технологически нейтральных конкурсов для привлечения инвесторов из гидроэнергетической и атомной отраслей.

На основании изложенного можно сделать вывод, что новые крупные ГЭС в России не строятся

ввиду отсутствия инвестиционных стимулов. В настоящий момент в таких программных документах развития Единой энергетической системы России, как Энергетическая стратегия России до 2050 года⁶ и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года⁷, фигурируют новые гидроэлектростанции, однако механизм их финансирования не определен и, видимо, будет решаться в адресном порядке либо так и останется нерешенным.

Возвращаясь к объектам малой гидроэнергетики, как уже было отмечено ранее, основными мерами поддержки малых ГЭС на данный момент являются механизмы гарантированного возврата инвестиций при реализации проектов возобновляемой энергетики на основе конкурсного отбора. Главным таким механизмом является договор о предоставлении мощности от объекта возобновляемой энергетики, заключенный между электрогенерирующими компаниями и крупными потребителями. По этим договорам компании обязуются построить новые мощности или обновить (реконструировать) старые, а потребители — оплатить затраты через повышенные платежи за электроэнергию. Таким образом, инвестор гарантированно возвращает вложенные затраты с оптового рынка

⁶ Утверждена распоряжением Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-п. URL: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYIA60.pdf>

⁷ Утверждена распоряжением Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-п URL: <http://static.government.ru/media/files/Rwf9Akjf5FwAnustDEL2m7PEvZ26i7k3.pdf>

электроэнергии и мощности, стабильно поставляя мощность на протяжении 15 лет. Главные требования участия в таких проектах — локализованное гидросиловое и вспомогательное оборудование и непревышение стоимости мощности выше установленного предельного показателя эффективности, актуального для каждого конкретного отбора в конкретный год.

Следующий механизм уже актуален только для малых ГЭС установленной мощностью менее 5 МВт. Он основан на принципе продажи электрической энергии сетевым компаниям для нужд компенсации потерь в инфраструктуре и подразумевает обязанность сетевых компаний покупать электроэнергию на розничном рынке электроэнергии квалифицированных генерирующих объектов возобновляемой энергетики по регулируемым тарифам для целей компенсации 5% потерь.

Последней и наименее ощутимой мерой поддержки является конкурсный отбор проектов замещения традиционной генерации в технологически изолированных территориальных энергетических системах. В основе данного механизма лежит потенциальная возможность производителя возобновляемой энергии продавать электроэнергию по тарифам, устанавливаемым региональными органами власти. Основа выбора таких проектов состоит в снижении конечной стоимости электроэнергии для потребителей. Например, здесь может быть рассмотрено замещение дизельных электростанций с высокими операционными издержками на объекты малой гидроэнергетики (Ременчик, 2012).

Также существуют косвенные меры поддержки развития существующих объектов гидроэнергетики на правовом уровне. Одной из таких мер является внедрение «зеленых» сертификатов производителя и потребителя электрической энергии. Квалифицированные производители электроэнергии с объектами на базе возобновляемой энергетики вносятся в реестр «зеленых» производителей, что позволяет им получать добавленную стоимость в тарифе на электроэнергию для промышленного потребителя, начисляемую ему за использование чистой энергии.

К потенциальным возможностям для российской гидроэнергетической школы можно также отнести экспортный потенциал отечественного гидросилового оборудования, а также инженеринговых и строительных компетенций. Но следует отметить, что ввиду сокращения потенциальных потребителей до круга «дружественных» стран, относительной дороговизны российских гидротурбин и в целом загруженности машиностроительных мощностей для обеспечения внутреннего спроса положение на международном рынке в те-

кущий момент нельзя назвать уверенным. Данное направление требует дополнительных инвестиций и подтверждения компетенций, в первую очередь на внутреннем рынке, но, как уже было отмечено, за последние 30 лет в России накопилось не так много соответствующих примеров.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

На основании предыдущего раздела удалось установить, что основной причиной отсутствия ввода новых ГЭС в современной России является отсутствие механизмов, стимулирующих приток инвестиций в отрасль, как это происходит в тепловой и возобновляемой энергетике, в том числе для малых ГЭС. Вне рамок таких механизмов в принципе любое энергетическое строительство в России, не обеспеченное впоследствии повышенными платежами за мощность, нерентабельно в текущей ценовой системе.

Помимо отсутствия инвестиционных стимулов в гидроэнергетике также накопился и ряд других проблем, в том числе межотраслевых, связанных с юридическими имущественными отношениями, машиностроением и компетенциями проектных институтов.

Одним из основных барьеров, затрудняющих строительство экономически эффективных ГЭС в современной России, является проблема нерешенного правового статуса водохранилищ. Водохранилище — водный объект, находящийся на землях соответствующей кадастровой категории, — после строительства переходит в федеральную собственность. Будучи государственным, водохранилище приобретает статус объекта многоцелевого использования. И государство в лице компетентных ведомств определяет лимиты водопользования для нужд всех появившихся контрагентов, так что эксплуатирующая ГЭС компания не может рассчитывать на те объемы выработки электрической энергии, которые планировались в соответствии с прогнозируемыми среднесуточными расходами воды⁸. Это было бы оправданным, если бы подготовка ложа водохранилища, а именно снос зеленых насаждений без возможности реализации делового леса и сопутствующие компенсационные мероприятия (до 50% капитальных затрат), не возлагались на инвестора (Кудаев, Байсултанов, 2019). Данная особенность существенно и негативно влияет

⁸ Гидроэлектростанции. Планирование водноэнергетических режимов. Методические указания. СТО РусГидро 06.01.84-2013. URL: https://www.hydropower.ru/lib/catalog/detail.php?list_id=55&element_id=9080

на показатели экономической эффективности ГЭС и закрывает большинство проектов уже на ранних стадиях проработки, однако эта проблема характерна не только для России. Так, по аналогичным причинам в США разница удельных капитальных затрат на строительство МГЭС аналогичной мощности достигает от 0,2 до 113 долл. США за 1 МВт (Klein, Fox, 2022).

Второй основополагающей проблемой является деградация машиностроительного сектора. Ввиду сокращения темпов строительства новых ГЭС турбиностроительный кластер также деградировал. В настоящий момент производство гидротурбин в России исключительно штучное, и каждая турбина, являясь уникальным изделием под уникальные параметры каждой ГЭС, становится также уникальным заказом со всеми соответствующими ценовыми надбавками за разработку, индивидуальное литье и т.д. Как следствие, стоимость гидросилового оборудования в России сильно отличается по цене от стоимости турбин, например, китайского производства, где производство оборудования для ГЭС еще до недавнего времени было поставлено «на поток» (Jiawen et al., 2025).

Проблема деградации машиностроения практически не решилась, даже при требовании использовать локализованное оборудование для малых ГЭС на строительстве станций в рамках договоров поставки мощности возобновляемых источников энергии. Нового оборудования разработано не было, а местные производители, осознавая сложившиеся условия монополии, стали манипулировать ценовыми параметрами изготовления оборудования. Таким образом, нового оборудования не появилось, старое стало необоснованно дороже, и, как следствие, новые объекты малых ГЭС строились редко, что напрямую отразилось на объеме отобранных квот.

Недостаток реализуемых проектов ГЭС и малых ГЭС в России побудил снижение спроса на соответствующее образование у молодых ученых и абитуриентов. Ввиду отсутствия глобальных строек гидротехнические направления строительных и политехнических вузов перестали пользоваться популярностью и выпускать высококвалифицированных специалистов на основе приобретенного в СССР базиса знаний с адаптацией к современным реалиям и технологическим трендам. Таким образом, в области гидротехники происходит отставание и в знаниях, и в передаче опыта.

Деградация знания приводит к деградации прикладной и научной среды. В советский период в стране были созданы десятки региональных гидропроектов, которыми были научно-исследова-

тельские и проектные институты с многочисленным персоналом. Ввиду старения научных кадров и ухода их с занимаемых должностей по естественным причинам без передачи знаний декавалификация коснулась и таких учреждений.

Возвращаясь к техническим особенностям ГЭС, стоит также обратить внимание на долгие сроки строительства. Как уже было отмечено ранее, ввод новых ГЭС зачастую не рассматривается ввиду того, что крупные станции строятся 10 лет и более (Быстрицкий, 2006). Из-за относительной экономической нестабильности в России за последние годы спрос на такие проекты естественным образом сокращается, а цена на строительство ГЭС при этом значительно увеличивается ввиду создания уникальных сооружений.

Дороговизна гидротехнических сооружений и гидросилового оборудования снова возвращает нас в начало данного раздела — при имеющейся рыночной стоимости электроэнергии и мощности, которая в разы, а то и в десятки раз ниже, чем в странах Европы. Без гарантированного возврата инвестиций под установленный тариф ни один проект крупной ГЭС (это же касается и ТЭС) экономически нерентабелен и не окупается, даже на протяжении 50–100 лет, из-за того, что инфляция начинает превалировать над дисконтированным доходом вследствие высоких налоговых и компенсационных (плата за водопользование) выплат, значительно увеличивающих операционные издержки ГЭС (Бучаева, 2014).

Помимо самих строительно-монтажных работ, длительные сроки ввода также усугубляет сложность проведения инженерных изысканий. Задолго до выхода на площадку необходимо провести натурные гидрологические наблюдения сроком от одного года, геологические и археологические изыскания в створе ГЭС и на территории водохранилища, начать формировать ряд юридических процедур для изменения характера землепользования во взаимодействии как с региональными властями, так и с частными собственниками, а при необходимости — заложить в капитальные затраты на переселение жителей и хозяйствующих субъектов с подвергаемой затоплению территории (Реджепов, Бердиев, 2019).

В то же время одним из важных ограничений, способствующих удорожанию как ГЭС и малых ГЭС, так и других генерирующих объектов, — пропускная способность принимающей энергосистемы. Зачастую эффективные створы для новых ГЭС находятся на мало освоенных территориях со слабо развитым электросетевым комплексом. Так, например, для новой ГЭС мощностью 500 МВт потребуется строительство не менее четырех одноцепных или двух двухцепных воздушных ли-

ний классом напряжения 220 кВ для соблюдения правил надежности в ремонтно-аварийной схеме (N-1) (Качан и др., 2023). Линии такого напряжения, за исключением ряда территорий, являются наиболее распространенным средством передачи электроэнергии внутри отдельных объединенных энергосистем в составе Единой энергосистемы России, т.е. организация схемы выдачи мощности может быть обеспечена только на подстанциях и линиях, находящихся на освоенных территориях, а следовательно, создает значительную нагрузку на капитальные затраты ГЭС.

Ситуация также усложняется и для малых ГЭС. Их малая мощность позволяет организовать выдачу мощности на напряжении 6–110 кВ, при этом допустимая нагрузка воздушных линий классом напряжения до 35 кВ составляет: для 6 кВ — 2,1 МВт; 20 кВ — 7,5 МВт; для 35 кВ — 9,3 МВт (Булатова, Дударева, 2025). В то же время принимающая способность таких линий сильно ограничена существующими перетоками и требует дополнительного усиления транзитов путем строительства линий до ближайших подстанций соответствующего класса напряжения либо изменения режимов централизованной передачи электроэнергии и высвобождения существующей генерации. В этой связи строительство малых ГЭС вне рамок договоров поставки мощности возобновляемых источников энергии теряет актуальность в качестве эффективного централизованного источника и может рассматриваться как решение для распре-

деленной генерации в технологически изолированных территориальных энергосистемах, где реализация новых возобновляемых источников энергии происходит средствами других механизмов, упомянутых в предыдущем разделе.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Территория России отличается географическим и природно-климатическим разнообразием. Отличающийся рельеф и различная обеспеченность поверхностными водными ресурсами позволили частично освоить гидропотенциал страны, используя все возможные технологии гидростроительства: высоконапорные плотинные и деривационные ГЭС Северного Кавказа с ковшовыми гидротурбинами, низконапорные ГЭС Поволжья и Центра с преимущественно поворотно-лопастными гидроагрегатами, расположенные в нижнем и среднем течении равнинных рек, уникальные подземные ГЭС Северо-Запада, построенные в Арктической зоне, и прочие гидроэнергетические объекты. Итог развития гидростроительной школы состоит в том, что объекты крупной и малой гидроэнергетики имеются в каждом федеральном округе страны (рис. 5, 6).

Однако гидропотенциал тех или иных территорий ограничен физико-географическими фак-

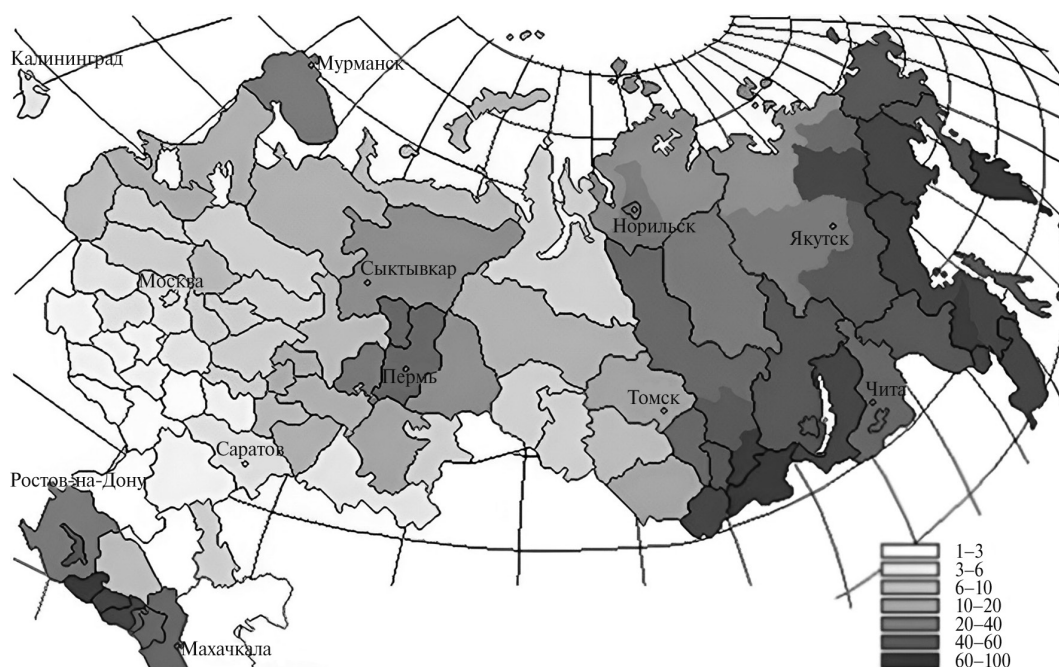


Рис. 5. Потенциал гидроэнергетических ресурсов, баллы

Источник: (Полтарыхин, Глотко, Галкин, 2015).

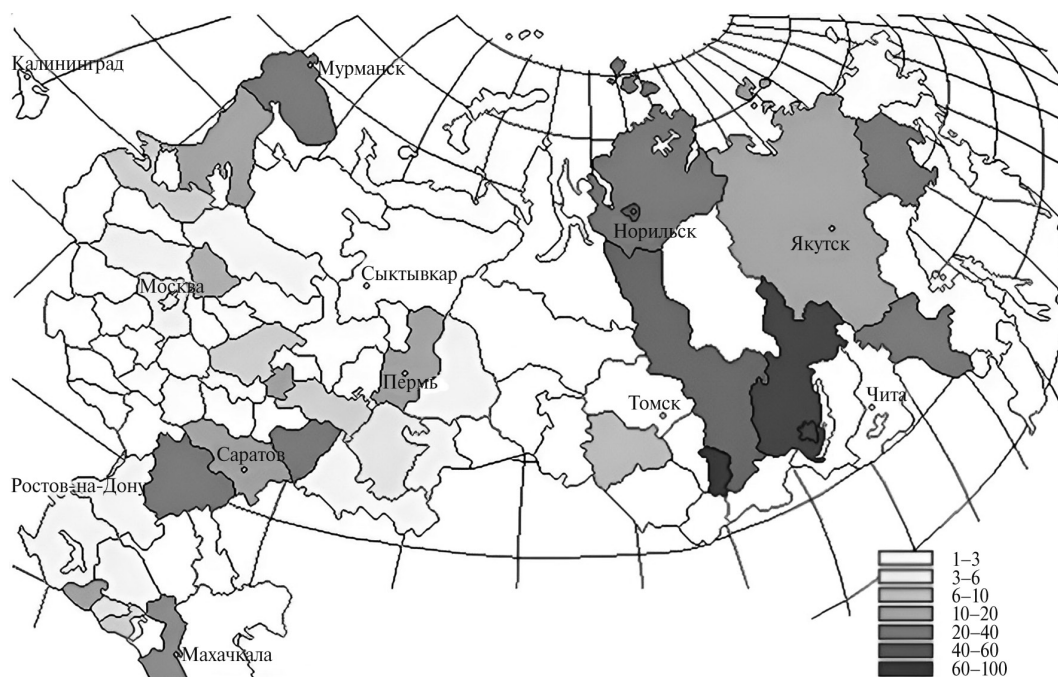


Рис. 6. Интенсивность использования гидроэнергетики, баллы

Источник: (Полтарыхин, Глотко, Галкин, 2015).

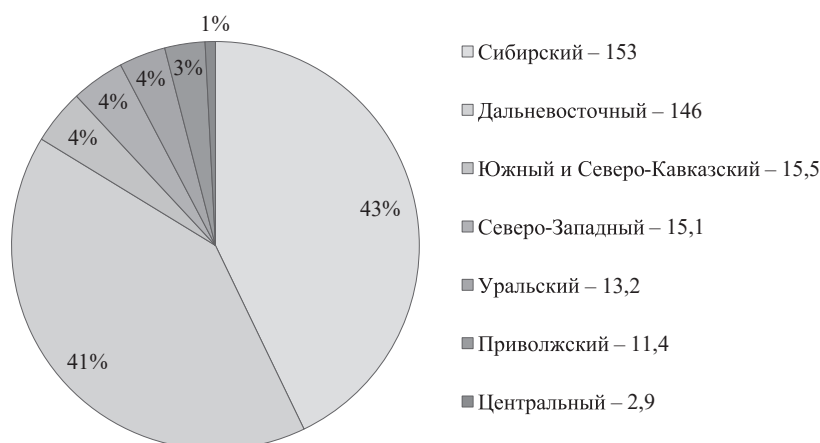


Рис. 7. Распределение технического потенциала по территории России, млрд кВт·ч/год

Составлено автором на основе (Коновалова, Иванова, 2013).

торами, несоответствующими экономически эффективному развитию отрасли. Одной из базовых проблем в этой связи является неравномерность распределения гидроэнергетических ресурсов по карте страны. Как видно на схеме (см. рис. 5) и диаграмме (рис. 7), распределение технического потенциала рек имеет ориентацию на Сибирь и Дальний Восток. На текущий момент данные территории энергодефицитны и действительно требуют ввода новых мощностей. Однако приоритет на конкурсных отборах (ввиду оперативности) отдается в пользу тепловой энергетики, в частно-

сти, вводятся новые блоки на угольных ТЭС (Иркутская ТЭС-10, Харанорская ГРЭС, Улан-Удэнская ТЭС, Нерюнгринская ГРЭС и т.д.), а также ведется строительство новых парогазовых ТЭС (Южно-Якутская ТЭС, Свободненская ТЭС-2, Артемовская ТЭС-2 и т.д.).

Строительство ГЭС на данных территориях определено программными документами, подробная информация представлена в следующем разделе. Однако насколько точно будут реализованы данные проекты, ввод которых запланирован на 2030-е годы, прогнозировать пока сложно.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ ДО 2050 г.

В настоящий момент в России на законодательном уровне закреплён ряд основных программных документов, определяющих развитие электроэнергетической отрасли. Данные документы отражают текущее и прогнозируемое состояние энергосистемы, а также задают стратегический вектор в развитии энергосистемы в соответствии с интересами всех участников отрасли.

Долгосрочную перспективу отраслевого развития определяет Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р (Генеральная схема)⁹, а также Энергетическая стратегия России до 2050 года, утвержденная распоряжением Правительством РФ от 12.04.2025 г. (Энергостратегия)¹⁰. За формирование кратко- и среднесрочных трендов, а также публикацию утвержденных для реализации проектов отвечает ежегодно обновляемая Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 (СиПР). На момент написания данной работы формируется проект СиПР на 2026–2031 гг.¹¹

На основании Генеральной схемы и Энергостратегии установленная мощность действующих гидроэлектростанций на период до 2042–2050 гг. принята постоянной величиной с учетом планируемой реконструкции или достройки отдельных гидроагрегатов.

Развитие гидроэнергетики предполагает дальнейшее освоение гидропотенциала регионов Сибири и Дальнего Востока. Планируется также реализация отдельных проектов гидроаккумулирующих электростанций в целях оптимизации режимов работы тепловых электростанций и поддержания маневренного резерва мощности. Предлагаемый объем ввода в эксплуатацию новых гидроэлектро-

станций и гидроаккумулирующих электростанций до 2042 г. составит 7,756 млн кВт, вместе с тем доля гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих станций снизится с 17,6% в 2023 г. до 15,3% в 2042 г.

На основании агрегированных данных (табл. 2) о вводах новых мощностей в гидроэнергетике России до 2050 г. можно сделать вывод, что у государства имеются планы будущего развития отрасли. Если государство будет следовать стратегии, то указанный ввод более чем 4 ГВт новой мощности ГЭС и 3,5/4,5 ГВт гидроаккумулирующих станций позволит включить в работу и даже преумножить весь имеющийся инженерный багаж.

Однако всегда существуют опасения, что приоритеты государства могут оперативно меняться. Учитывая, что самым приземленным программным документом в России остается СиПР, рассуждать о новых вводах можно исключительно на основании обновлений ежегодных редакций. Так, например, уже сейчас в проекте СиПР 2026–2031 гг. отсутствуют упоминания Тельмамской ГЭС, Балаклавской и Лабинской гидроаккумулирующих электростанций, что ставит под сомнение их плановый ввод в соответствии с Энергостратегией и Генеральной схемой. Таким образом, напрашивается вывод, что фигурирование объектов в упомянутых документах не является руководством к действию по их обязательной реализации, и любые параметры могут быть скорректированы в дальнейших редакциях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тенденция развития гидроэнергетической отрасли в России за последние 30 лет претерпела массу качественных и количественных изменений. Абстрагируясь от эффекта колеи советской эпохи и анализируя темпы ввода новой генерации ГЭС, можно сделать вывод, что в России стали определено больше строить малых и микро-ГЭС, чем объектов крупной гидроэнергетики. Новые же крупные ГЭС остались в качестве недостроенного советского наследия, которого на территории бывшего СССР осталось немало.

Перекус тренда в пользу малой генерации обусловлен в первую очередь тем, что в российском законодательстве ввиду соответствия мировому тренду декарбонизации отраслей экономики (Россия является участником Киотского протокола (1999 г.), Парижских соглашений (2015 г.) и прочих соглашений, направленных на сокращение глобальных выбросов CO₂) появились внутренние механизмы гарантированного возврата инвестиций для объектов ВИЭ. Такие меры поддерж-

⁹ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/Rwf9Akjf5FwAnustDEL2m7PEvZ26i7k3.pdf>

¹⁰ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYIA60.pdf>

¹¹ Проект СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы и обосновывающие материалы. URL: <https://ppr.so-ups.ru/projects/discussions/details?id=16>

Таблица 2. Перечень перспективных проектов ГЭС, гидроаккумулирующих электростанций и малых ГЭС в России до 2050 г.

Наименование	Регион	Водоток	Ввод ¹	Гидроагрегаты, шт.	Установленная мощность, МВт
МГЭС Арктика	Мурманская обл.	Паз	2026	1	16,5
МГЭС Сегозерская	Республика Карелия	Сегежа	2026	1	8,1
МГЭС Барс	Республика Северная Осетия — Алания	Фиэгдон	2027	1	5,1
Верхнебаксанская ГЭС	Республика Кабардино-Балкария	Адыр-Су	2027	2	24,8
Нихалойская ГЭС	Чеченская Республика	Аргун	2028	2	23
Светлинская ГЭС (существующая)	Республика Саха (Якутия)	Вилуй	2027	1	+104
Загорская ГАЭС-2	Московская обл.	Кунья	2028	4	840/1000
Ленинградская ГАЭС	Ленинградская обл.	Шапша	2032	6	1170/1784
Лабинская ГАЭС	Краснодарский край	Лаба	2031	2	600/660
Балаклавская ГАЭС	г. Севастополь	Н\д	2031	н\д	330/400
Крапивинская ГЭС (долгострой)	Кемеровская обл. — Кузбасс	Томь	2032	3	345
Ивановская ГЭС	Республика Бурятия	Витим	2035	3	210
Мокская ГЭС	Республика Бурятия	Витим	2035	4	1200
Тельмамская ГЭС	Иркутская обл.	Мамакан	2031	3	450
Нижне-Зейская ГЭС	Амурская обл.	Зея	2032	4	400
Приморская ГАЭС	Приморский край	Раздольная	2034	н/д	600/662
Нижне-Ниманская ГЭС	Хабаровский край	Ниман	2037	4	360
Канкунская ГЭС	Республика Саха (Якутия)	Тимптон	2039	4	1000
ИТОГО ГЭС					4146,5
ИТОГО ГАЭС					3540 / 4506

¹ Год выхода на полную заявленную мощность.

Составлено автором на основе (Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 ода, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/Rwf9Akjf5FwAnustDEL2m7PEvZ26i7k3.pdf>; Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 ода, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJY1A60.pdf>; Проект СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы и обосновывающие материалы. URL: <https://ppr.so-ups.ru/projects/discussions/details?id=16>).

ки (в случае гидроэнергетики) распространялись и продолжают распространяться только на объекты с установленной мощностью не более 50 МВт на один створ (до программы заключения договора поставки мощности ВИЭ 2.0 — до 25 МВт). Таким образом, сопоставляя число введенных новых объектов с их установленной мощностью, можно сделать вывод, что станций строится немало, но их роль в энергетическом балансе страны оказывается несущественной.

Помимо отсутствия мер государственной поддержки, также ощутимым недостатком ГЭС в конкуренции с другим типом генерации является долгий срок реализации проектов (в среднем от 10 лет). В Российской Федерации существует практика конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО) для ликвидации энергодефицитов, обусловленных активным развитием различных отраслей экономики в объединенных энергетических системах (ОЭС).

По аналогии с договорами поставки мощности ВИЭ 2.0 инвестиции на ввод новой генерации возвращаются через тарифную надбавку, обеспеченную промышленными потребителями в ценовых

зонах оптового рынка электроэнергии и мощности. Однако ввиду того, что конкурентные отборы мощности новых генерирующих объектов проводятся за шесть лет до фактического ввода мощности, проекты ГЭС даже при их конкурентной стоимости для участия в конкурсах даже не рассматриваются. Отсутствие долгосрочного планирования с горизонтом около 8–10 лет не позволяет проводить технологически нейтральные отборы, что в дополнение усложняет развитие отрасли.

Следующим фактором, препятствующим вводу новых ГЭС, является относительная технологическая сложность и дороговизна проектов. Масштабные зоны подтопления, снос лесных массивов, возможная необходимость переселения жителей населенных пунктов и прочие проблемы как технологического, так и имущественного характера в современной России также отвращают от гидроэнергетики. Помимо трудо- и капиталоемкого процесса подготовки ложа водохранилища, до сих пор остается нерешенным вопрос его правового статуса, что при строительстве значительным образом обременяет инвестора, а на выходе не позволяет в полной мере регулировать водопользование для

маневренной выработки электроэнергии. Дороговизна ГЭС в свою очередь — тезис неоднозначный ввиду высокого объема капитальных затрат на стадии строительства, но несопоставимо низких объемов операционных затрат в сравнении с иными видами генерации.

Также одной из основных проблем развития гидроэнергетики является неравномерное распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов по территории страны. Иными словами, там, где можно построить эффективную по множественным параметрам ГЭС, это признается нецелесообразным, а учитывая возможное перспективное социально-экономическое развитие таких территорий и объявление конкурса на покрытие энергодифицита, инвестор ГЭС столкнется с ранее обозначенными проблемами.

Перечисленные проблемы уже начали приводить к деградации и декалфикации сопутствующих гидроэнергетике отраслей. Производство гидросилового оборудования ввиду редкости заказов приобретает штучный характер, что существенно отражается на его конечной стоимости, а число предприятий, способных выполнить такие заказы, со времен СССР также резко сократилось. Проектные институты, связанные с проектированием ГЭС, тоже претерпевают кадровый кризис: ввиду отсутствия заказов новые кадры не стремятся в соответствующие НИИ, а старые кадры по естественным причинам уже не могут обеспечить передачу знаний и опыта.

Для недопущения дальнейшей деградации отрасли государству необходимо напрямую участвовать в стимулировании развития гидроэнергетики как на территории России, так и за ее пределами. В этой связи для достижения положительных

результатов рекомендуется обратить внимание на следующие вопросы:

1) изменение правового статуса водохранилищ, определение и возложение ответственности за его подготовку на будущих собственников;

2) снятие ограничения в 50 МВт на один створ в рамках гарантированного возврата инвестиций по программе ДПМ ВИЭ 2.0;

3) Увеличение горизонта планирования социально-экономического территориального развития, а также планирования энергобаланса на сроки от 8 до 10 лет;

4) Равноправное участие ГЭС в механизмах гарантированного возврата инвестиций;

5) Софинансирование капитальных затрат государством, например, на напорный фронт и/или водохранилище;

6) Формирование механизма учета потенциального синергетического эффекта в денежном эквиваленте (противопаводковый эффект, создание инфраструктуры для водопользования).

7) Развитие института углеродного регулирования, стимулирование инвестора через надбавки за производство «зеленой» электроэнергии.

Реализация любого из предложенных сценариев способна оказать положительный результат на дальнейшее развитие гидроэнергетической и смежных отраслей. Любая предложенная мера с разной степенью значимости способна сделать строительство ГЭС экономически оправданным как для бизнеса, так и для государства, формируя базис для устойчивого социально-экономического территориального развития страны на далекую перспективу. Без принятия подобных мер школа гидроэнергетического строительства в России будет продолжать деградировать.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баранов Н.Н. (2012). Нетрадиционные источники энергии и методы преобразования энергии. М.: МЭИ. 383 с.
- Булатова В.М., Дударева С.И. (2025). Основные требования при разработке схем электрических соединений и выдачи мощности малых ГЭС. Казань: ФГБОУ ВО «КГЭУ».
- Бучаева С.А. (2014). Инвестиционная привлекательность гидроэнергетики: анализ отечественного и зарубежного опыта // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. № 4 (64).
- Быстрицкий Г.Ф. (2006). Основы энергетики: учебник. М.: ИНФРА-М.
- Гуртуев Р.С., Кузьминов П.А., Сундукова К.А., Тахушева И.С. (2022). Исторический опыт использования малых ГЭС в системах электроснабжения России: Акбашская ГЭС в 1920–1930-е годы // Электронный журнал «Кавказология». № 4. С. 138–150.
- Дворецкая М.И., Жданова А.П., Лушников О.Г., Слива И.В. (2018). Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России: справочник / под общ. ред. к.т.н., проф. В.В. Берлина. СПб.: Изд-во Политехнического ун-та. 224 с.
- Качан В.В., Гончаров К.В., Тремясов В.А., Кинев Е.С. (2023). Учет влияния погодных условий на надежность ЛЭП 220 КВ Курейская ГЭС — Усть-Хантайская ГЭС // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. матер. X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников. Саяногорск, Черемушки, 24–28 апреля 2023 г. Саяно-Шушенский филиал СФУ. Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ. С. 414–422.
- Коновалова О.Е., Иванова Е.А. (2013). Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления.

- ния // Труды Кольского научного центра (КНЦ) РАН. Вып. 15. С. 64–75.
- Кудаев З.Р., Байсултанов И.М. (2019). Техничко-экономическое обоснование строительства ГЭС // Инженерное обеспечение инновационного развития агропромышленного комплекса России: сб. науч. трудов VIII Всероссийской научно-практической конференции, посвященной памяти доктора технических наук, профессора Ю.М. Хаширова. Нальчик, 25–26 апреля 2019 г. Нальчик: ФГБОУ ВО «Кабардино-Балкарский государственный аграрный университет имени В.М. Кокова». С. 137–139.
- Кусков А.И. (2014). Распределенная малая гидроэнергетика России // Возобновляемая и малая энергетика 2014: сб. трудов 11-й Международной ежегодной конференции. Москва, 27–28 мая 2014 г., Экспоцентр в рамках выставки «Электро-2014». С. 188–193.
- Ноговицын Д.Д., Шеина З.М., Сергеева Л.П. (2019). Изменение гидрологического режима рек при зарегулировании их стока водохранилищами крупных ГЭС (на примере Вилюйской ГЭС) // Наука. Исследования. Практика: сб. избр. ст. по материалам Международной научной конференции, Санкт-Петербург, 26 августа 2019 г. Санкт-Петербург: ГНИИ «Нацразвитие». С. 32–33.
- Полтарыхин А.Л., Глотко А.В., Галкин Д.Г. (2015). Региональная экономика и управление: учеб. пособие для студ. по направлениям подготовки «Экономика и управление». Горно-Алтайск: РИО ГАГУ.
- Реджепов М.Б., Бердиев Р.М. (2019). Топографо-геодезические изыскания для комплексной оценки природных условий для территорий ГЭС // Модели и технологии природообустройства (региональный аспект). № 1 (8). С. 106–109.
- Ременчик М.А. (2012). Малая гидроэнергетика как фактор решения социально-экономических проблем региона // Социально-экономическое развитие, и качество жизни: история и современность. Красноярск: Научно-издательский центр «Социосфера». С. 37–41.
- Филимонова И.В., Комарова А.В., Новиков А.Ю. (2025). Потенциал экономии выбросов парниковых газов в энергетике за счет замещающей способности энергоресурсов // Экология промышленного производства. № 2 (130). С. 18–28.
- Klein S.J.W., Fox E.L. (2022). A Review of Small Hydropower Performance and Cost. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 169, pp. 112898.
- Jiawen Li, Guiliang T., Wu Zh., Jin Y., Zhou T. (2025). Unveiling benefits: A framework for analyzing small hydropower refurbishment activities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 209, art. 115117.
- Lixiao Zh., Mingyue P., AbuBakr B.S., Yongchuan Y., Changbo W. (2021). Small hydropower development in China: Growing challenges and transition strategy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, pp. 110653.
- Baranov N.N. (2012). *Non-traditional energy sources and energy conversion methods*. Moscow: MPEI. 383 p. (In Russ.)
- Buchaeva S.A. (2014). Investment Appeal of Hydropower Industry: Analysis of Domestic and Foreign Experience. V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences. *Control of Economic Systems* (e-journal), no. 4 (64) (In Russ.)
- Bulatova V.M., Dudareva S.I. (2025). *Basic requirements for the development of electrical connection schemes and power output of small hydroelectric power plants*. Kazan: Kazan State Power Engineering University (KSPEU). (In Russ.)
- Bystritsky G.F. (2006). *Fundamentals of energy*. Textbook. Moscow: INFRA-M. (In Russ.)
- Dvoretzskaya M.I., Zhdanova A.P., Lushnikov O.G., Sliva I.V. (2018). *Renewable energy. Hydropower plants of Russia: Reference book*. Prof., Cand. Sc. V.V. Berlin (ed.). Saint Petersburg: Politech Univ. Publ. (In Russ.)
- Filimonova I.V., Komarova A.V., Novikov A.Yu. (2025). Potential of greenhouse gas emission savings in the energy sector due to the substitution capacity of energy resources, *Industrial Ecology*, no. 2 (130), pp. 18–28. (In Russ.)
- Gurtuev R.S., Kuzminov P.A., Sundukova K.A., Takhushva I.S. (2022). The historical experience of using small hydropower plants in the power supply systems of Russia: Akbash hydroelectric power plant in the 1920s–1930s. *Kavkazologiya*, no. (4), pp. 138–150. (In Russ.)
- Kachan V.V., Goncharov K.V., Tremyasov V.A., Kinev E.S. (2023). Accounting for the influence of weather conditions on the reliability of the 220 kV power transmission line Kureyskaya HPP. *Hydropower plants in the XXI century: Proc. of the X All-Russian scientific and practical conference of young scientists, specialists, graduate students, students and schoolchildren*. Sayanogorsk; Cheremushki: Sayano-Shushenskiy filial SFU. Pp. 414–422. (In Russ.)
- Konovalova O.E., Ivanova E.A. (2013). Small hydropower: problems, difficulties and ways to overcome them. *Kola Science Centre Proceedings* (RAN), no. 2 (15), pp. 64–75. (In Russ.)
- Kudaev Z.R., Baysultanov I.M. (2019). Feasibility Study for The Construction of a Hydroelectric Power Station. *Collec. of sc. papers of the VIII All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the memory of Doctor of Technical Sciences, Professor Yu.M. Hashirov*. Nalchik, April 25–26, 2019, pp. 137–139. (In Russ.)
- Kuskov A.I. (2014). Distributed small-scale hydropower. *Proceedings of the Annual International Conference “Renewable and small Energy industry”*, Moscow, 27–28 May 2014, pp. 188–193. Moscow. (In Russ.)
- Nogovitsyn D.D., Sheina Z.M., Sergeeva L.P. (2019). Changes in the hydrological regime of rivers during flow regulation by reservoirs of large hydroelectric power plants (using the Vilyui HPP as an example). *Science. Research. Practice: Papers of the International Scientific Conference*, St. Petersburg, 26 Aug. 2019, pp. 32–33. Saint Petersburg: HNRI “Natsrazvitie”. (In Russ.)
- Poltarykhin A.L., Glotko A.V., Galkin D.G. (2015). *Regional Economics and Management: a teaching aid for students*

- majoring in “*Economics and Management*”. Gorno-Altaysk: Council GASU. (In Russ.)
- Redzhepov M.B., Berdiev R.M. (2019). Topographic Surveying for Complex Assessment of Natural Conditions of the Territories for HPP. *Models and Technologies of Environmental Engineering (Regional Aspect)*, no. 1 (8), pp. 106–109. (In Russ.)
- Remenchik M.A. (2012). Small hydropower as a factor in solving the socio-economic problems of the region. *Socio-economic development and quality of life: history and modernity*. Krasnoyarsk: Sociosfera Publ., pp. 37–41. (In Russ.)
- Klein S.J.W., Fox E.L. (2022). A Review of Small Hydropower Performance and Cost. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 169, art. 112898.
- Jiawen Li, Guiliang T., Wu Zh., Jin Y., Zhou T. (2025). Unveiling benefits: A framework for analyzing small hydropower refurbishment activities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 209, art. 115117.
- Lixiao Zh., Mingyue P., AbuBakr B.S., Yongchuan Y., Changbo W. (2021). Small hydropower development in China: Growing challenges and transition strategy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, art. 110653.