
**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА**

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ
И ГИДРОТУРБОСТРОЕНИЯ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ**

© 2021 г. В. Е. Михайлов^а, И. П. Иванченко^а, А. Н. Прокопенко^{а, *}

^аОАО “Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова”, Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

*e-mail: ProkopenkoAN@ckti.ru

Поступила в редакцию 06.05.2020 г.

После доработки 01.06.2020 г.

Принята к публикации 24.06.2020 г.

Рассмотрена роль гидроэнергетики в энергетическом балансе мира и представлен сравнительный анализ использования гидроресурсов в России и за рубежом. Показано, что Россия занимает второе место в мире по гидроэнергетическому потенциалу после Китая, но при этом освоено к настоящему времени не более 20% гидроресурсов страны. Это значительно ниже, чем в Германии, Франции, Швеции, Японии, где используется 65–90% гидроресурсов. Из-за многообразия природных условий в гидроэнергетике используются гидротурбины разных типов. Установлено, что энергетические качества (КПД, мощность) изготавливаемых в настоящее время гидромашин в России, как и в советские годы, отвечают мировому уровню. Выполнен анализ тенденций развития гидроэнергетики и гидротурбостроения. Показано, что при незначительных масштабах строительства новых ГЭС в России основным направлением развития отрасли на ближайшую перспективу (10–15 лет) остается замена оборудования существующих ГЭС, давно отработавшего нормативный срок службы. При этом необходимость замены действующих гидромашин обусловлена, главным образом, низкой эффективностью использования водотока на существующих ГЭС. Отмечается, что, несмотря на обозначившийся процесс снижения надежности гидроагрегатов с большим сроком службы, его катастрофическое падение не наблюдается ни на одной из обследованных ГЭС, хотя срок службы машин в 2 раза и более превышает нормативный (30 лет). Реконструкция позволяет и должна обязательно улучшать энергетические характеристики машин: повышать мощность или увеличивать КПД (выработки энергии). Улучшение энергетических характеристик новых гидротурбин при этом достигается практически только благодаря применению более совершенных рабочих колес при сохранении остальных элементов проточной части.

Ключевые слова: гидроэнергетика, гидроресурсы, гидротурбина, энергетические характеристики, замена оборудования, срок службы, рабочее колесо, проточная часть

DOI: 10.1134/S0040363621020041

Гидроэнергетика является одним из основных направлений электроэнергетики. По международному прогнозу суммарная мощность ГЭС в мире к 2050 г. достигнет 1700 ГВт с выработкой более 5500 ТВт·ч электроэнергии в год. При этом доля гидроэнергии в мировом энергетическом балансе составит около 16% [1]. По данным Мирового энергетического совета экономический потенциал гидроресурсов мира оценивается в 8100 ТВт·ч, а степень его освоения составляет около 30% [2]. В табл. 1 приведены данные по освоению гидроэнергетического потенциала в странах с наиболее развитой гидроэнергетикой [3–5].

Сведения по выработке энергии на ГЭС относятся к 2016 г. и заимствованы из работы [5]. Как следует из табл. 1, ведущие в области гидроэнергетики страны довели использование своего гид-

роэнергетического потенциала до 50–73%, считая это экономически выгодным. Особенно показательным примером является Канада, в которой при наличии разведанных громадных запасов угля (100 млрд т) базой энергетики является гидроэнергия. Заподозрить страны Запада в неумении определять экономичность своих предприятий трудно. Поэтому можно утверждать, что объективный ход развития мировой энергетики опровергает предположение о неэкономичности строительства гидроэлектростанций и необходимости его свертывания, которое наблюдается сегодня, при так называемой рыночной экономике России. При самых разнообразных сочетаниях запасов топливных и гидроэнергетических ресурсов в странах мира ни у кого не возникает даже мысли о прекращении строительства ГЭС, которое, наоборот, развивается нарастающими темпами в

Таблица 1. Показатели стран с наиболее развитой гидроэнергетикой

Страна	Численность населения, млн чел. (2012 г.)	$N_{ГЭС}$, МВт	Экономический гидропотенциал страны, млрд кВт · ч	Э, млрд кВт · ч/год	Выработка электрической энергии на 1 чел., кВт · ч/год	Использование гидропотенциала, %
Китай	1349 000	249 000	1753 000	1180 000	875	67.3
Бразилия	201 009	86 983	763 500	390 000	1940	51.1
США	316 668	79 500	376 000	276 535	873	73.5
Канада	34 568	75 200	536 000	355 010	10 270	66.2
Россия	143 300	51 700	852 000	190 000	1326	22.3

Примечание. $N_{ГЭС}$ – установленная мощность ГЭС; Э – общая выработка электрической энергии на ГЭС.

гармоничном сочетании со строительством тепловых электростанций.

Впечатляют успехи Китая в освоении гидроресурсов, где уже сегодня используется более 65% гидроэнергетического потенциала. Мощность гидроэлектростанций Китая достигла 249 млн кВт еще в 2013 г. и сопоставима с суммарной мощностью ГЭС Бразилии, Канады, России и США [4]. Только один гидроэнергетический комплекс “Три ущелья” включает в себя 32 гидротурбины единичной мощностью 700 МВт (плюс два агрегата для собственных нужд) и имеет установленную мощность 22 500 МВт. Продолжительность строительства этого самого мощного в мире гидроэнергетического комплекса составила 15 лет (с 1994 по 2009 г.). Гидроузел вырабатывает до 90 ТВт · ч/год, снабжая электроэнергией потребителей на расстоянии более 1000 км. Кроме того, обеспечивается навигация на участке р. Янцзы длиной 700 км для судов водоизмещением до 10 тыс. т.

Мощность ГЭС Китая на конец 2019 г. составила 356.4 ГВт (выработка 1301 ТВт · ч/год). По государственному плану развития гидроэнергетики Китая до 2050 г. требуется достичь мощности 460 млн кВт (выработка 2000 ТВт · ч/год) в 2030 г., мощности 530 млн кВт (выработка 2400 ТВт · ч/год) в 2050 г. [4]. Такое отношение Китая к гидроэнергетике определено тем, что в плановой экономике страны эта отрасль имеет важнейшее стратегическое значение, так как комплексно решает целый ряд народно-хозяйственных задач:

водоснабжение населения, сельского хозяйства и промышленности;

производство электроэнергии;

регулирование паводков и защита от наводнений;

создание благоприятных условий для судоходства, рыбозабавления, рекреации;

регулирование частоты и мощности в энергосистеме.

До своего распада СССР занимал первое место в мире по запасам гидроэнергии с обоснованным экономическим потенциалом 1095 млрд кВт · ч/год, из которого было использовано только 20%. К 1990 г. на гидроэлектростанциях СССР общая мощность установленных гидротурбин составляла примерно 65.0 млн кВт. Благодаря выработке электроэнергии на ГЭС (233 млрд кВт · ч/год) экономия топлива оценивалась в 85 млн т условного топлива (13% добычи топлива). Расположенные на территории России гидроэлектростанции имели в этот период установленную мощность 43.4 млн кВт и вырабатывали около 170 млрд кВт · ч/год электроэнергии. В перспективных планах СССР развитию гидроэнергетики также уделялось большое внимание, например, к 2015 г. ожидалось достичь освоения 45% гидроресурсов СССР. Предполагался следующий ввод мощностей: в 1991–1995 гг. 8–9 млн кВт, в 1996–2005 гг. 27–32 млн кВт, в 2005–2015 гг. 30–32 млн кВт. Однако эти планы не были реализованы.

СОСТОЯНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Россия по размерам гидроэнергетического потенциала (852 млрд кВт · ч/год) занимает в настоящее время второе место в мире после Китая (см. табл. 1) [2, 3]. При этом освоено, по данным на 2016 г., 22.3% этого потенциала (в европейской части 46.8%, в Сибири 21.7%, в восточной части России 3.8%). Этот гидроэнергетический потенциал определен еще в середине 60-х годов прошлого столетия в основном на базе схем энергетического использования рек в проектах 50-х годов и более ранних. Сегодня новые, на порядок возросшие требования по сохранению природной среды и необходимости согласования строительства ГЭС и водохранилищ с администрацией субъектов РФ крайне усложнили освоение энергетического потенциала рек [2]. При учете современных ограничений экономического, социаль-

Таблица 2. Крупнейшие гидроэлектростанции России по состоянию на 2019 г.

Гидроэлектростанция	$N_{ГЭС}$, МВт	Э, млрд кВт · ч/год	Год ввода агрегатов в эксплуатацию
Саяно-Шушенская	6400	23.50	1978–1985
Красноярская	6000	20.40	1967–1971
Братская	4520	22.60	1961–1966
Усть-Илимская	3840	21.70	1974–1979
Богучанская	3000	17.60	2012–2014
Волжская	2550	12.30	1958–1961
Жигулевская	2320	10.50	1955–1957
Бурейская	1980	7.10	2003–2007
Чебоксарская	1400	3.31	1980–1986
Саратовская	1270	5.35	1967–1970
Зейская	1330	4.91	1975–1980
Нижне-Камская	1250	2.67	1979–1987
Загорская ГАЭС	1200	1.95	1987–2000
Воткинская	1020	2.60	1961–1963
Чиркейская	1000	2.47	1974–1976

ного и экологического характера он окажется ниже и составит, по сугубо ориентировочной оценке, примерно 650 млрд кВт · ч/год [2]. В этом случае степень освоения экономического гидроэнергетического потенциала возрастет до 29%.

По отчетным данным Минэнерго РФ за 2019 г. в России сегодня находятся в работе 102 ГЭС (без учета мини- и микроГЭС) общей мощностью немногим более 50 млн кВт, на которых вырабатывается энергии 18% общего ее производства в стране. Суммарный объем производства электроэнергии на ГЭС составляет 170–190 млрд кВт · ч/год (в зависимости от водности года). По установленной мощности гидроагрегатов на ГЭС и выработке энергии Россия находится на 5-м месте после США, Китая, Канады и Бразилии (см. табл. 1). О наращивании мощности, МВт, гидроэнергетики в России можно судить по приведенным далее данным [1]:

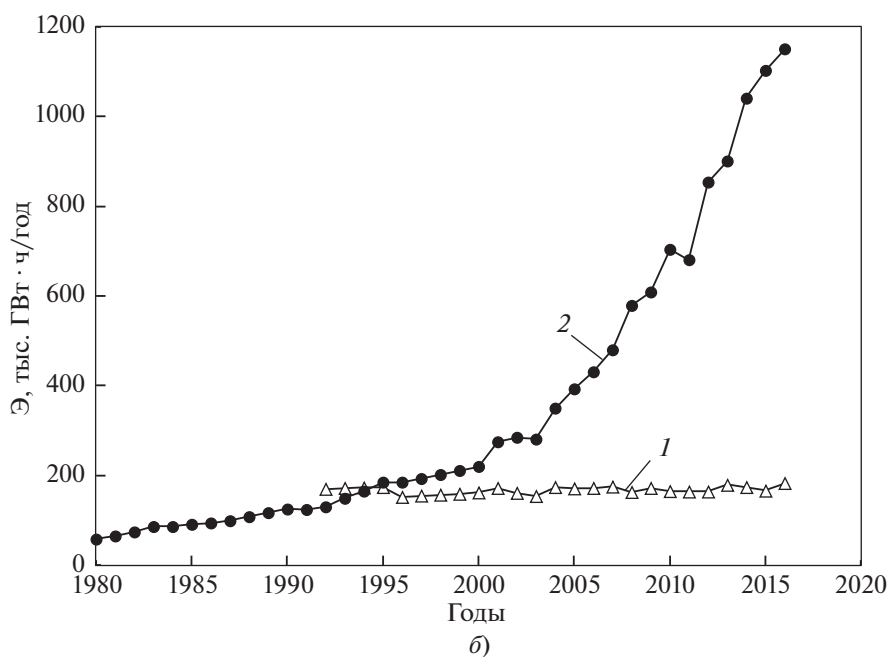
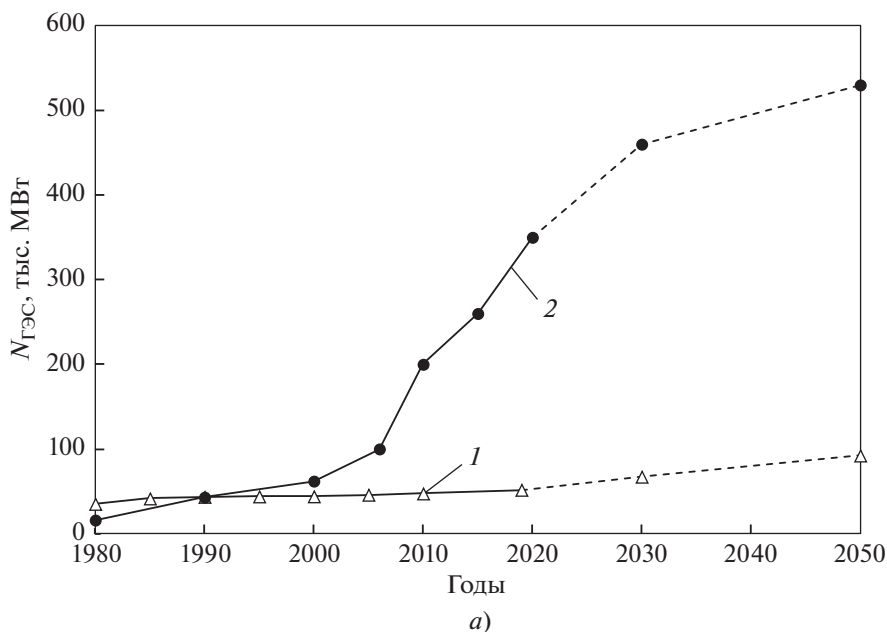
1975 г.	27400
1980 г.	35100
1985 г.	41500
1990 г.	43400
1995 г.	43900
2000 г.	44000
2005 г.	45900
2010 г.	47400
2019 г.	51700

Эти данные свидетельствуют о существенном снижении в постсоветский период объемов ввода

новых генерирующих мощностей. Действительно, рост мощностей ГЭС в период 1975–1990 гг. составил 1067 МВт/год (мощность ГЭС выросла на 16000 МВт за 15 лет), а в период 1990–2019 гг. снизился почти в 4 раза до 277 МВт/год (8300 МВт за 30 лет), что обусловлено целым рядом известных причин, преимущественно экономического характера. Для сравнения на рисунке показаны графики развития гидроэнергетики с 1980 г. по установленной мощности ГЭС и выработке электроэнергии в Китае и России.

Политические преобразования конца 80-х годов прошлого века и распад Советского Союза стали отправной точкой резкого замедления энергетического строительства, а затем полного его “замораживания” в России. Экологические претензии и экономические сложности привели к отмене даже утвержденных и находившихся на начальных этапах реализации проектов мощных ГЭС: Туруханской, Средне-Енисейской и Катунской. Перечень мощных ГЭС России ($N_{ГЭС} \geq 1000$ МВт), определяющих лицо отечественной гидроэнергетики, приведен в табл. 2 [1]. Все они построены в советские годы. Исключением являются Богучанская и Бурейская ГЭС, строительство которых завершилось уже в постсоветские годы.

В наследство от СССР Россия получила 16 недостроенных ГЭС суммарной мощностью 8515 МВт. Завершение строительства почти всех этих ГЭС обеспечило небольшой прирост мощности гидроэлектростанций страны за тридцатилетний период (1990–2019 гг.). Единственной крупной ГЭС, возведение которой было начато и завершено полностью в постсоветской России (2017 г.), стала



Установленная мощность ГЭС (а) и выработка электрической энергии (б) в России (1) и Китае (2) после 1980 г.

Нижне-Бурейская ГЭС мощностью 320 МВт. Подготовленная Институтом энергетической стратегии (по заданию ПАО «РусГидро») программа развития гидроэнергетики до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. предусматривает ввод новых мощностей на ГЭС. По оптимистичному сценарию ожидается до 2030 г. ввести 15 500 МВт, а в период 2030–2050 гг. — 25 000 МВт [3].

Важное место в гидроэнергетике всего мира в последние 40 лет занимает строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Их действие основано на циклическом перемещении

одного и того же объема воды между верхним и нижним бассейнами. Наличие ГАЭС позволяет наиболее эффективно эксплуатировать атомные и тепловые электростанции. Гидроаккумулирующие электростанции являются не только аккумулятором, сглаживающим «пики» и «провалы» электропотребления, но и поставщиком системных услуг: регулирование частоты и напряжения, предоставление реактивной мощности, обеспечение нагрузочного резерва за счет высокой маневренности оборудования (в течение 2 мин ГАЭС мо-

жет заместить аварийную “потерю” целого энергоблока ТЭС).

Экономическая эффективность строительства ГАЭС обеспечивается снижением необходимости привлекать ТЭС к регулированию мощности энергосистемы, сокращением работы оборудования ТЭС в режимах технического минимума, исключением участия ТЭС в суточном регулировании путем останова оборудования в “холодный резерв” в ночное время. С учетом мирового опыта эксплуатации АЭС целесообразно иметь в энергосистеме гидроаккумулирующие электростанции суммарной мощностью 6–10% суммарной мощности АЭС [6]. Сегодня доля ГАЭС в энергосистеме России составляет всего 0.58%, тогда как, например, в Австрии с населением 8 млн чел., эта доля равна 20.7%, а в Швейцарии – 16.0% [7]. К настоящему времени в Европе построены 172 ГАЭС, а всего в мире – около 500 таких установок [6]. Для сравнения, в нашей стране имеются только две электростанции: Загорская ГАЭС-1 мощностью 1200 МВт, введенная в работу еще в советское время (1987 г.), и Зеленчукская ГАЭС-ГАЭС мощностью 140 МВт (введена в работу в 2016 г.). В России (в отличие от стран Запада) отсутствует государственная поддержка строительства ГАЭС и не отлажена тарифная политика стоимости электроэнергии от различных источников.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

Экологические проблемы являются в большинстве случаев причиной приостановки строительства новых ГЭС. Влияние построенных ГЭС на экологию имеет как положительные, так и отрицательные последствия. К положительным относятся комплексное перераспределение речного стока во времени в интересах различных отраслей народного хозяйства, уменьшение или исключение негативных явлений природы, таких как наводнение и маловодие, улучшение природных условий и др. [8]. При выработке электроэнергии на ГЭС отсутствуют выбросы вредных веществ в атмосферу и сброс загрязнений в сточные воды, не расходуется кислород. По выполненным в советские годы институтом “Гидропроект” расчетам использование ГЭС вместо ТЭС обеспечило бы снижение выбросов серы на 2900, азота на 1600, золы на 1400 тыс. т/год, снижение расхода кислорода на 250 млн т/год. Расчеты этого экологического эффекта были сделаны в предположении, что будут введены в работу гидроэлектростанции суммарной мощностью около 60 млн кВт и выработкой энергии примерно 200 млрд кВт · ч/год [9].

Отрицательными последствиями строительства и эксплуатации ГЭС являются затопление и подтопление земель, переформирование берегов и дна водохранилищ, размывы русла и берегов

рек в нижнем бьефе ГЭС, а также изменение гидрологических условий, местного климата, качества воды, условий обитания флоры и фауны в приводохранилищном районе или в самом водотоке и пр.

Основной причиной неприятия нового гидроэнергетического строительства значительной частью общественности является затопление земель в освоенных и плотно заселенных районах Центральной России. Отсутствие публикаций в открытой печати по этому вопросу привело к множеству спекуляций, особенно в начальный период перестройки. Самая громкая из них – затопление водохранилищами в СССР якобы 12 млн га, что вдвое больше действительной площади [2]. За советские годы было затоплено в СССР всего 6.2 млн га земель (0.28% площади страны). Это в 1.5 раза меньше, чем в США, и в 2.0 раза меньше, чем в Канаде. На затопленных землях на долю пашни пришлось 0.6 млн га. Для сравнения, площадь изъятых всеми отраслями народного хозяйства земель составила в СССР 5.0% общей площади, причем 0.34% – потери пашни. Наибольшее отчуждение земель наблюдалось в первый период становления гидроэнергетики (недостатки проектов 70–80-летней давности). В последующие годы ущерб от затопления земель был значительно снижен: за последние 20 лет существования Советского Союза мощность ГЭС удвоилась, а площадь затопленных земель увеличилась лишь на 15% [9].

Другим негативным последствием влияния гидроузлов на природу считается ущерб, наносимый рыбному хозяйству. Расположенные в низовьях рек гидроузлы создают препятствия для прохода рыб к местам нереста. Кроме того, при строительстве гидроузлов в смету расходов включались затраты, связанные с созданием рыбоводных хозяйств, задачей которых являлось воспроизводство рыб в масштабах, имевших место в естественных условиях. Однако при организации водохранилищ ГЭС создаются условия для развития рыбного хозяйства во внутренних водоемах. В этом случае уловы рыбы увеличиваются, как правило, в 8–20 раз, а на отдельных водохранилищах в 70 раз (данные Гидрорыбпромпроекта) [9].

Уменьшение запасов и улова рыбы на Каме, Волге и Каспии неверно приписывается влиянию гидроузлов. В основном, сокращение рыбных запасов происходит из-за сброса загрязненных и отравленных промышленных, сельскохозяйственных и бытовых стоков.

ГИДРОТУРБИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС И ГАЭС

Гидротурбины используются в очень широком диапазоне напоров (3–2000 м). Многообразие при-

Таблица 3. Гидротурбины с максимальным коэффициентом полезного действия

Напор H , м	Тип гидромашин	$\eta_{т\ max}$, %		Название ГЭС (страна), мощность турбины, изготовитель	Страна—покупатель отечественного оборудования
		СССР, Россия	Зарубежный аналог		
Не более 16	Капсульная (горизонтальная)	94.0	94.0	“Дженпег” (Канада), 29.0 МВт, ЛМЗ	Канада, Румыния, Югославия, Сирия
				Еникендская (Азербайджан), 38.7 МВт, ХТГЗ	
15–60	Поворотно-лопаст- ная (турбина Кап- лана)	94.0	94.0	Волжская (Россия), 129 МВт, “Силовые машины”	Аргентина, Брази- лия, Канада, Юго- славия, Сирия, Вьетнам, Индия
				Саратовская (Россия), 68 МВт, “Фойт”	
70–120	Диагональная пово- ротно-лопастная (турбина Квятков- ского—Дериаса)	94.8	94.0	Зейская (Россия), 220 МВт, ЛМЗ	За рубеж не поставлялись
				Андижанская (Узбекистан), 36.5 МВт, ХТГЗ	
110–300	Радиально-осевая (турбина Френсиса)	96.6	96.2	Саяно-Шушенская (Россия), 650 МВт, “Силовые машины”	Бразилия, Канада, Сирия, Ангола, Египет, Вьетнам, Мексика, Индия, Аргентина
				“Гранд Кули” (США), 690 МВт	
Не менее 300	Ковшовая турбина (турбина Пельтона)	91.5	90.2	Зарамагская (Россия), 176 МВт, ЛМЗ	Китай
				“Молино”(Эквадор), 116 МВт	
Более 100	Насос-турбина (обратимая гидрома- шина)	92.5	90.5	Круонисская ГАЭС, (Литва), 205 МВт, ЛМЗ	За рубеж не поставлялись
				ГАЭС “Жарновец” (Польша), 182 МВт, ХТГЗ	

родных условий (сочетаний напора и расхода воды) привело к созданию гидромашин различных типов, эффективно преобразующих энергию водного потока в механическую энергию на валу агрегата. В зависимости от особенностей преобразования энергии гидротурбины подразделяют на реактивные и активные. Реактивные машины характеризуются тем, что давление воды p_1 на входе в рабочее колесо (основной орган турбины, преобразующий водную энергию в механическую) больше давления p_2 на выходе из него. Для активных (свободнотруйных) гидротурбин эти давления равны, т.е. $p_1 = p_2$ [8]. Технический уровень гидротурбин характеризуется в общем случае следующими показателями:

максимальным КПД турбины $\eta_{т\ max}$;

коэффициентом быстроходности;

высотой отсасывания (заглублением турбины под отметку нижнего бьефа) при расчетных напоре H и мощности турбины N_t ;

кавитационным и абразивным износами проточной части;

удельной металлоемкостью;

уровнем вибраций опорных узлов и пульсаций давления в проточной части;

диапазоном допустимых режимов работы турбины по напору и мощности;

показателями надежности (коэффициентом готовности, межремонтным периодом, сроком службы).

Характеристики применяемых в гидроэнергетике турбин приведены в табл. 3. Общие сведения о конструктивных схемах гидроагрегатов и гидротурбин представлены в [8].

Уровень отечественных гидротурбин оценивается путем сравнения указанных показателей с аналогичными показателями лучших зарубежных гидромашин. Из приведенного перечня показателей наиболее важным является КПД турбины, гарантии по которому проверяются (в соответствии с международной практикой) стендовыми испытаниями модели. О важности КПД говорит хотя бы такой факт, что цена 1% КПД приравнивается нередко к стоимости турбины [10]. В табл. 3

технический уровень гидротурбин рассматривается в основном по этому энергетическому показателю. Как видно из данных табл. 3, производство капсульных, поворотно-лопастных, диагональных, радиально-осевых турбин находится в России на современном уровне. Сам факт их поставки за рубеж говорит о конкурентоспособности отечественного оборудования на мировом рынке. Приведенные примеры показывают несостоятельность высказываемого нередко мнения, что отечественные гидротурбины по своей эффективности (КПД) уступают зарубежным.

Но вот по единичной мощности ковшовых турбин и обратимых гидромашин, а также освоенным напорам Россия уступает зарубежным фирмам. Это связано с объективной причиной. Рельеф местности в европейской части страны (здесь требуется строительство ГАЭС в первую очередь) таков, что напоры составляют примерно 100 м. В то же время в мировой практике оптимальным для обратимых гидромашин считается напор равный 200–400 м, предельный – до 700 м, а единичная мощность достигает 400–500 МВт. Коэффициент полезного действия таких машин составляет 93% в турбинном режиме и 92% в насосном режиме (данные модельных испытаний).

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ И ГИДРОТУРБОСТРОЕНИЯ

Концентрация генерирующих мощностей на отдельных электростанциях является общей закономерностью развития энергетики. Это позволяет быстро наращивать энергетический потенциал любой страны. Процесс сопровождается ростом единичных мощностей турбин и наблюдается во всем мире. Технические и экономические трудности задерживали создание гидроагрегатов большой мощности до начала 50-х годов прошлого века.

Первые поворотно-лопастные турбины большой мощности ($N_T = 125$ МВт) при напоре $H = 21.5$ м и диаметре рабочего колеса $D_1 = 9.3$ м были поставлены для Жигулевской и Волжской ГЭС. Эти турбины были лучшими в мире в своем классе и проработали до замены более 50 лет.

Радиально-осевые турбины большой мощности были изготовлены в 1960-х годах для Братской ГЭС ($N_T = 230$ МВт при $H = 101.0$ м и $D_1 = 5.5$ м). Затем были созданы гидроагрегаты еще большей мощности для Усть-Илимской ($N_T = 245$ МВт, 60-е годы), Красноярской ($N_T = 508$ МВт, 70-е годы), Саяно-Шушенской ($N_T = 640$ МВт, 80-е годы). Планировалось увеличить единичную мощность поворотно-лопастных турбин до 300–500 МВт (для Средне-Енисейской и Осиновской ГЭС), а в радиально-осевых машинах достичь мощности 1000–1500 МВт.

Рост единичных мощностей турбин происходил и за рубежом. В США установлены на ГЭС “Гранд Кули-3” турбины номинальной мощностью 690 МВт, развивающие при напоре $H = 87$ м мощность до 820 МВт (1974 г.). На ГЭС “Итайпу” в Бразилии с 1978 г. эксплуатируются машины мощностью 800 МВт при $H = 118.4$ м.

Однако сегодня в России происходит пересмотр концепции развития гидроэнергетики – выдвигается тезис деконцентрации источников энергии и приближения их к потребителям. Считается целесообразным строить каскад ГЭС с небольшими напорами вместо одного гидроузла с высоким напором и большой мощностью агрегатов. Такая концепция развития гидроэнергетики исключает создание гидротурбин большой единичной мощности. Наибольшая потребность ожидается в гидротурбинах радиально-осевых (250–450 МВт), поворотно-лопастных (100–150 МВт), капсульных (25–50 МВт).

Во всем мире гидроэнергетическое строительство смещается в отдаленные, малонаселенные районы и ориентировано на освоение более высоких напоров. Эта тенденция оказывает влияние не только на методы возведения гидротехнических сооружений, но и на технические характеристики гидротурбин. Особенно это коснулось конструкции поворотно-лопастных турбин и их использования в области высоких напоров. Это привело к созданию двухперовых ($H_{\max} = 80$ м, Серебрянская ГЭС) и диагональных ($H_{\max} = 110$ м, Колымская ГЭС) турбин. Аналогичная тенденция наблюдалась и в зарубежной практике 50–60-х годов прошлого века. Однако в последние годы поворотно-лопастные турбины применяются за рубежом преимущественно при напорах до 50 м из-за более низкой надежности высоконапорных поворотно-лопастных турбин по сравнению с радиально-осевыми.

При эксплуатации действующих ГЭС большое значение во всем мире имеет повышение технического уровня оборудования. Это вызвано следующими причинами:

высокой степенью освоенности гидроресурсов во многих странах;

экологическими требованиями со стороны общественности, затрудняющими получение новых площадок под гидростроительство;

повышенной эффективностью работ по увеличению мощности и КПД турбин действующих ГЭС (замена оборудования большинством действующих ГЭС на более современное позволяет увеличить мощность турбины на 10–15% при сохранении габаритов проточной части, а также повысить КПД турбины на 2–5%).

Достигнутый сегодня уровень максимального КПД гидромашин очень высок. Для лучших осевых машин он составляет 94–95%, а для радиаль-

но-осевых – 96–97% [10]. Однако такой уровень характерен только для ограниченной зоны режимов работы турбин. Реальные машины эксплуатируются в очень широком диапазоне напоров и мощностей. Поэтому для повышения эффективности использования водотока надо стремиться к высоким КПД машин во всем диапазоне режимов их работы. Эта задача решается путем использования генераторов с переменной частотой вращения. Применение такой технологии является ведущей мировой тенденцией [11].

Особенно высокий интерес к генераторам с переменной частотой вращения проявляется при использовании обратимых гидромашин, поскольку оптимумы по КПД насосного и турбинного режимов этих машин различны. Переменная частота вращения позволяет совместить оптимумы обоих режимов. Выигрыш по КПД в турбинном режиме достигает 2%. Первый в мире электрический генератор с переменной частотой вращения был создан советским ученым и блестящим шахматистом М.М. Ботвинником в 50-х годах прошлого века. В 1964–1966 гг. разработанный им генератор мощностью 40 МВт был изготовлен и пущен в эксплуатацию на Иовской ГЭС. К сожалению, уровень электроэнергетики того времени не позволил наладить серийное производство генераторов с переменной частотой вращения, несмотря на всю их привлекательность.

В настоящее время ведущая роль в создании асинхронных генераторов, которые используются не только в обратимых машинах, но и в сочетании с традиционными гидротурбинами, принадлежит фирмам Японии и Германии [12–15]. Диапазон изменения частоты вращения генератора составляет $\pm 20\%$ среднего значения. Однако уже сегодня известны разработки с повышенным регулировочным диапазоном частоты ($\pm 30\%$) [16].

В современной России в условиях приостановки строительства новых ГЭС работы по созданию гидромашин с переменной частотой вращения практически не ведутся. Однако в расчете на лучшее будущее институт “Гидропроект” постоянно рассматривает в своих проектах применение таких машин [17].

ОСОБЕННОСТИ СОСТОЯНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Созданная за 60 лет (1921–1980 гг.) гидроэнергетика СССР была одним из наиболее прогрессивных направлений энергетики. Советский период организации энергетического комплекса имел все необходимые условия для эффективного развития: плановость, системность, комплексный подход к решению экономических проблем [6]. По этому направлению сегодня продолжает развиваться гидроэнергетика Китая, демонстри-

руя впечатляющие успехи. В то же время в России развитие гидроэнергетики “заморожено” (в ближайшие 10–15 лет строительство новых гидроузлов не предусмотрено). Основным направлением работ в этой ситуации остается реконструкция оборудования существующих ГЭС, давно отработавшего нормативный срок службы (30 лет).

Следует отметить, что проблема реконструкции оборудования ГЭС с большим сроком службы стала активно дискутироваться еще в СССР в 80-х годах прошлого века. Уже тогда специалисты различных организаций после “комиссионного” обследования состояния оборудования действующих ГЭС приходили к выводу о необходимости его замены из-за приближающегося “цунами” отказов машин [18]. Время показало несостоятельность таких выводов: на большинстве ГЭС гидротурбины продолжают успешно работать до настоящего времени, хотя с момента обследования прошло почти 40 лет.

После распада СССР в условиях ограниченного финансирования наиболее актуальным стало поддержание работоспособности гидроагрегатов. Поэтому вместо реконструкции оборудования основным направлением долгое время было проведение расширенных капитальных ремонтов с восстановлением и заменой отдельных узлов. Такая ситуация сохранялась до катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г., после чего отношение к реконструкции действующих ГЭС резко изменилось в лучшую сторону. Сейчас реконструкция оборудования ведется на большинстве действующих ГЭС: Жигулевской, Волгоградской, Саратовской, Братской, Усть-Илимской, Новосибирской, Усть-Хантайской, Красноярской, Воткинской, Верхне-Тулумской, Иркутской и др. При отсутствии строительства новых ГЭС основным направлением отрасли стала реконструкция действующих ГЭС – такова особенность гидроэнергетики России в настоящее время.

Рассматривая проблему реконструкции, необходимо принимать во внимание, что изготовленные 50–60 лет назад гидротурбины создавались по совершенно иной концепции развития энергетики, чем существующая сегодня. Если раньше основными задачами были удешевление гидротехнического строительства и ускоренное наращивание энергетического потенциала страны, то современная гидроэнергетика ориентирована на получение максимальной выработки энергии от проходящего через турбины объема водотока.

Созданные в советский период гидротурбины характеризуются высокими показателями надежности даже после 50–60 лет эксплуатации [18]. Подтверждением сказанному являются представленные в табл. 4 значения относительных коэффициентов оперативной готовности агрегатов $\bar{K}_{o,r}$ для гидромашин разных ГЭС. Коэффициент

Таблица 4. Показатели надежности агрегатов с большим сроком службы

Гидроэлектростанция	Тип турбины	Проектный параметр турбины			Показатель					
		H_{\max} , м	D_1 , м	N_T , МВт	максимальное значение			при $t_k \geq 200 \times 10^3$ ч		
					t_k , ч $\times 10^3$	$\bar{K}_{\text{ген}}$	$\bar{K}_{\text{о.г}}$	t_k , ч $\times 10^3$	$\bar{K}_{\text{ген}}$	$\bar{K}_{\text{о.г}}$
Угличская	К-91	16.0	9.0	55.0	290	0.264	0.972	360	0.331	0.964
Рыбинская		18.0	9.0	65.0	120	0.489	0.962	320	0.522	0.935
Нарвская	ПЛ-495	25.0	6.6	48.0	130	0.502	0.951	250	0.678	0.859
Цимлянская		23.5	6.6	41.6	40	0.851	0.957	250	0.540	0.890
Камская:	ПЛ-510									
агрегаты 1–6		21.0	5.0	21.8	80	0.650	0.948	250	0.500	0.921
агрегаты 19–23		–	–	–	80	0.361	0.961	210	0.558	0.936
Нижегородская:										
агрегаты 5–8	18.0	9.0	59.0	160	0.642	0.950	320	0.608	0.900	
агрегаты 1–4	–	–	–	120	0.410	0.949	320	0.367	0.900	
Новосибирская	ПЛ-548	19.8	8.0	58.6	60	0.635	0.913	420	0.620	0.770
Иркутская	ПЛ-577	32.0	7.2	90.0	260	0.967	0.971	440	0.908	0.920
Волгоградская	ПЛ-587	30.0	9.3	108.5	80	0.711	0.956	200	0.673	0.934
Жигулевская		27.0	9.3	108.5	70	0.741	0.935	200	0.754	0.927
Чир-Юртская	ПЛ-642	45.3	3.7	36.0	260	0.850	0.943	280	0.750	0.910
Усть-Хантайская	ПЛ-5а	55.5	4.1	65.0	200	0.787	0.928	200	0.787	0.928
“Нива-II”	РО-123	37.5	2.5	15.3	300	0.931	0.955	320	0.928	0.949
“Нива-III”	РО-82	79.0	2.95	39.0	60	0.852	0.928	260	0.797	0.903
Усть-Илимская	РО-810	90.0	5.5	245.0	40	0.687	0.922	260	0.707	0.888
Красноярская:	РО-697									
агрегаты 1–6		100.5	7.5	508.0	140	0.682	0.931	280	0.572	0.834
агрегаты 7–12	–	–	–	140	0.348	0.927	240	0.292	0.840	

Примечание. $\bar{K}_{\text{ген}}$ – относительная продолжительность генераторного режима.

готовности показан для календарного времени t_k , когда он достиг максимального значения и после отработки нормативного срока службы (на момент последнего обследования $t_k \geq 200 \times 10^3$ ч). Несмотря на обозначившийся процесс снижения надежности гидроагрегатов с большим сроком службы, его катастрофическое падение не наблюдается ни на одной из обследованных ГЭС, хотя срок службы машин в 2 раза и более превышает нормативный (30 лет).

Повышенная надежность технологического оборудования с большим сроком службы обеспечивается следующими обстоятельствами.

Установленная мощность ГЭС всегда превосходит гарантированную. Благодаря существующим резервам мощности агрегаты эксплуатируются на подавляющем большинстве ГЭС в генераторном

режиме лишь 50–70% календарного времени (генераторный режим, в основном, определяет интенсивность отказа оборудования).

Изготовленные в довоенное и послевоенное время гидромашин имели большую удельную металлоемкость (примерно в 1.5–2.0 раза больше, чем современные установки). Узлы агрегатов небольшой единичной мощности (как правило, не более 100 МВт), созданные 50 лет назад и более, обладают большей конструктивной жесткостью. Сохранение высокого уровня надежности гидротурбин даже за пределами нормативного срока службы подтверждается также хорошим состоянием ресурсопределяющих узлов, прежде всего лопастных систем [19].

Необходимость замены действующих гидротурбин обусловлена, главным образом, недоста-

точной эффективностью использования водотока по следующим причинам:

моральное старение оборудования (КПД современных гидротурбин на 6–10% выше построенных в предыдущие десятилетия);

сложившиеся на действующих ГЭС фактические режимные условия работы турбин отличаются от проектных;

лопастные системы рабочих колес деформированы на многих ГЭС из-за большого объема ремонтных работ по устранению кавитационной эрозии;

проектные параметры поворотно-лопастных гидротурбин выбраны в зоне форсированных расходов, где уровень КПД на 6–10% ниже, чем в оптимальной зоне характеристики.

Главной целью реконструкции является повышение мощности гидротурбин или увеличение КПД (выработки энергии). При этом улучшение энергетических характеристик новых гидротурбин достигается только благодаря применению более совершенных рабочих колес при сохранении остальных элементов проточной части. Для реконструируемых ГЭС необходимо тщательное задание напоров и высот отсасывания, а также режимов эксплуатации гидроагрегатов по мощности в энергосистеме. Задание режимных условий работы оборудования (на стадии проекта они были прогнозными) является определяющим фактором повышения эффективности работы новых турбин.

ВЫВОДЫ

1. Из всех возобновляемых источников энергии (водной, солнечной, ветровой, геотермальной и др.) гидроэнергия имеет наибольшее значение. По международному прогнозу суммарная мощность ГЭС в мире к 2050 г. может достигнуть 1700 ГВт с выработкой 5000–5500 ТВт · ч/год.

2. Современная Россия по своему экономическому гидроэнергетическому потенциалу (852 млрд кВт · ч/год) занимает второе место в мире после Китая. На 102 ГЭС общей мощностью 50 млн кВт вырабатывается 170–190 млрд кВт · ч/год электроэнергии (в зависимости от водности года), что составляет около 18% ее общего производства.

3. Строительство новых гидроузлов в России “заморожено”. Небольшой прирост мощности 8300 МВт за почти 30 лет (с 1990 г. по настоящее время) получен в стране благодаря завершению строительства 16 ГЭС, заложенных еще в советские годы.

4. Основные работы по гидроэнергетике в России сегодня и в ближайшей перспективе (10–15 лет) состоят в замене оборудования существующих ГЭС, давно отработавшего нормативный (парковый) срок службы (30 лет).

5. Созданные в советский период гидромашинны характеризуются высокими показателями надежности даже после 50–60 лет эксплуатации. Несмотря на обозначившийся процесс снижения показателей надежности гидроагрегатов с длительным сроком службы, их катастрофическое падение (когда прекращается функционирование машины) не наблюдается ни на одной из обследованных ГЭС.

6. Необходимость замены действующих гидротурбин обусловлена, главным образом, низкой эффективностью использования водотока на существующих ГЭС. Поэтому реконструкция всегда должна происходить с улучшением энергетических характеристик машин: повышением мощности и (или) увеличением КПД (выработки энергии).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Возобновляемая** энергия. Гидроэлектростанции России: справочник / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива. СПб.: Санкт-Петербург. политехн. ун-т Петра Великого, 2018.
2. **Асарин А.Е.** Развитие гидроэнергетики в России // Гидротехническое строительство. 2003. № 1. С. 2–7.
3. **Гидроэнергетика XXI века:** Россия и мировая интеграция / Б.Б. Богуш, Р.М. Хазиахметов, В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, Е.Н. Беллендир, Е.И. Ваксова, В.И. Чемоданов, С.В. Подковальников // Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2020 г. и на перспективу до 2050 г. 2016. Вып. 1. С. 3–19.
4. **Радченко В.Г., Филипова Е.А.** Вчера, сегодня и завтра энергетики Китайской Народной Республики // Гидротехническое строительство. 2014. № 3. С. 44–53.
5. **Hydroelectricity Installed Capacity.** 2012. [Electronic resource]. U.S. Energy Information Administration (EIA) [Official website].
6. **Васильев Ю.С.** Энергетика России: из XX в XXI век. Перспективы развития гидроэнергетики // Гидротехника XXI век. 2012. № 3. С. 53–57.
7. **Гидроэнергетика России:** проблемы и перспективы развития // Гидротехника. 2018. № 3 (52). С. 4–7.
8. **Машиностроение:** Энциклопедия. Гидравлические машины, агрегаты и установки. Т. IV-20 / под ред. Ю.С. Васильева, Г.П. Поршнева. М.: Машиностроение, 2015.
9. **Ковалев Н.Н., Иванченко И.П.** Современное состояние и основные тенденции развития гидроэнергетики и гидротурбостроения // Тр. ЦКТИ. 2002. Вып. 290. С. 5–14.
10. **Демьянов В.А., Пылев И.М.** Опыт и проблемы создания и реконструкции гидротурбинного оборудования // Гидротехника XXI век. 2011. № 2. С. 12–31.
11. **О перспективных** направлениях использования асинхронизированных генераторов в электроэнергетике / Ф.Г. Рутберг, Ю.Г. Шакарян, Р.Б. Гончаренко, Э.Г. Кашарский, И.А. Лабунец // Изв. АН. 2008. № 1. С. 33–40.

12. **Rich** operation experiences and new technologies on adjustable speed pumped storage systems in Japan / K. Aguro, M. Kato, F. Kishita, T. Machino, K. Mukai, O. Nagura, S. Sekiruchi, T. Shiozaki. A1-101, CIGRE, 2008.
13. **Kubo T.** Design and manufacturing of the world's largest 475 MVA/460 MW adjustable speed generator-motor for pumped storage hydro electric power plant. A1-113, CIGRE, 2014.
14. **Felber T., Strohmer P.** Comparison asynchronous and synchronous unit PSPPT Goldistal: Preliminary Interim Report, Germany, Dresden, 2011.
15. **Schirm J.A.** Schmitt turbines with variable speed control for the hydropower plant "BeimPreussischen" of the StadtwerkeRottenburg // Wasserwirt-Schaft. 1992. V. 82. Is. 5. P. 246–249.
16. **Status** Report on Variable Speed Operation in Small Hydropower. Energie European Communities, 2000.
17. **Абубакиров Ш.И.** Опыт и перспективы использования асинхронизированных гидроагрегатов в проектах ОАО "Институт Гидропроект" // Гидротехника. 2010. № 2 (19). С. 6–11.
18. **Прокопенко А.Н., Иванченко И.П.** Проблемы реконструкции гидротурбин в России // Гидротехническое строительство. 2019. № 9. С. 10–13.
19. **Иванченко И.П., Прокопенко А.Н.** Анализ состояния ресурсопределяющих узлов осевых гидротурбин со сроком службы выше нормативного // Гидротехника. 2018. Т. 52. № 3. С. 8–20.

Modern State of Hydropower and Construction of Hydro Turbines in Russia and Abroad

V. E. Mikhailov^a, I. P. Ivanchenko^a, and A. N. Prokopenko^{a, *}

^a*OAO Polzunov Research and Production Association for Investigation and Design of Power-Generating Equipment, St. Petersburg, 191167 Russia*

**e-mail: ProkopenkoAN@ckti.ru*

Abstract—The role that hydropower plays in the world's energy balance is considered, and a comparative analysis of using hydropower resources in Russia and abroad is presented. It is shown that Russia occupies the world's second place in its hydropower potential after China; however, no more than 20% of the country's hydraulic power resources have presently been harnessed. This is significantly lower than in Germany, France, Sweden and Japan, countries in which 65–90% of their available hydraulic power resources are used. In view of a great variety of natural conditions, turbines of different types are used in the hydraulic power industry. It has been determined that the power performance indicators (efficiency and capacity) of the hydraulic machines that are presently produced in Russia correspond, as in the years of the former Soviet Union, to world-class standards. Trends in the development of hydropower and construction of hydraulic turbines are analyzed. It is shown that, given insignificant scales of constructing new hydroelectric power plants in Russia, replacement of the equipment at the existing hydroelectric power plants that had worked out its standard service life long ago is the industry's main development line for the nearest (10–15 years) future. The need to replace the operating hydraulic machines mainly stems from inefficient utilization of water stream at the existing hydroelectric power plants. It is pointed out that, despite the emerged tendency toward decreasing the reliability of hydraulic power units that have been in operation for a long period of time, its catastrophic drop is not observed at any of the examined hydroelectric power plants even though their machines have been in operation for twice as much as their standard service life (30 years) or even more. Refurbishment of the machines makes it possible and shall mandatorily improve the power performance characteristics of the machines, resulting in an increased power capacity or improved efficiency (of energy generation). An improvement in the power performance characteristics of new hydraulic turbines is achieved almost solely due to the use of more advanced runners while keeping the other flow path elements unchanged.

Keywords: hydropower, hydraulic resources, hydraulic turbine, power performance characteristics, equipment replacement, service life, runner, flow path