

А.Т.Савельев

А.С. ВОРОБЬЕВ

УЧЕТ СТОКА ВОДЫ НА ГИДРО- ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Боро м

МОСКВА «ЭНЕРГИЯ» 1980



Воробьев А. С.

В75 Учет стока воды на гидроэлектростанциях. — М.: Энергия, 1980. — 176 с. с ил.
55 к.

Освещается широкий круг вопросов, связанных с учетом стока воды на гидроэлектростанциях: учет стока воды через гидроагрегаты и гидротехнические сооружения, автоматизация учета стока воды, натурные гидравлические испытания пропускной способности гидротурбин и водосбросов. Книга обобщает материалы обширных натурных исследований на гидроэлектростанциях Волжского, Днепровского, Ангарского каскадов, гидроэлектростанциях бассейнов рек Амударьи, Сырдарьи и др.

Для инженеров и техников-гидротехников и гидроэнергетиков, занимающихся проектированием, исследованием и эксплуатацией гидроэлектростанций.

30314-439
В 051(01)-80 47-80. 2305010000

ББК 31.57
6П2.3

© Издательство «Энергия», 1980 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Широкое развитие получило в нашей стране речное гидротехническое строительство. С постройкой гидротехнических сооружений и образованием водохранилища решается сразу несколько проблем: речной сток используется, как правило, комплексно. Комплексное использование стока для целей энергетики, ирригации, судоходства, рыбного хозяйства и др. требует разработки общего согласованного между этими отраслями хозяйства плана водопользования с максимально возможным удовлетворением требований отдельных потребителей. Для составления такого плана необходим систематический и надежный учет воды как в целом по реке, так и забираемой на нужды отдельных отраслей народного хозяйства.

Регулярные наблюдения за речным стоком позволяют судить о режиме рек, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы в отношении их водности, заранее планировать режимы работы водохранилищ и выработку электроэнергии гидроэлектростанций, судить об изменениях в водном балансе в результате водноэнергетических и агротехнических мероприятий и т. п.; поэтому вопросам учета водных ресурсов придается общегосударственное значение.

Наблюдение за речным стоком в нашей стране возложено на органы гидрометслужбы и осуществляется на гидрометрических водомерных постах. Однако после строительства на реке подпорных сооружений многие из этих постов перестают функционировать в связи с тем, что попадают в зону затопления или в зону подпора от расположенного ниже гидроузла. В этих условиях существенно затрудняется наблюдение за водным режимом реки традиционными методами гидрометрии, приходится переходить на учет стока непосредственно в створе гидроузла. В некоторых случаях, когда река зарегулирована по всей ее длине и представляет собой цепь подпирających друг друга водохранилищ, гидроузлы оста-

ются единственным местом, где возможна организация измерений. Поэтому в настоящее время роль гидроузлов в государственной системе учета вод велика и по всей вероятности будет возрастать и в дальнейшем по мере все большего зарегулирования рек.

В книге поставлена задача осветить круг вопросов, связанных с учетом стока воды на гидроузлах на основании опыта эксплуатации и натурных исследований, проведенных на гидроэлектростанциях страны.

В первую очередь она адресована работникам, непосредственно занятым оперативным учетом стока воды на гидроэлектростанциях: эксплуатационному персоналу гидроэлектростанций, энергопредприятий, энергоуправлений. Она может оказаться полезной и персоналу тепловых и атомных электростанций, поскольку современные ТЭЦ, ГРЭС и АЭС имеют сложное водное хозяйство с крупными водозаборными и водосбросными сооружениями, каналами, напорными и безнапорными водотоками и т. п., на которых требуется производить учет забираемых и сбросных вод.

Работникам проектных организаций книга может быть интересна с точки зрения ознакомления их с общим состоянием вопроса учета воды на гидроэлектростанциях в настоящее время, опытом эксплуатации расходомеров, с требованиями, которые предъявляются к учету воды на гидроэлектростанциях со стороны АСУ «Энергия», требованиями системы Государственного учета вод и рядом других вопросов. Для специалистов, проектирующих новое гидрометрическое оборудование (уровнемесры, стокомеры, расходомеры), будет интересно также ознакомиться с метрологическими требованиями, предъявляемыми к этим приборам.

Значительная часть материалов предназначена для работников наладочных организаций, занятых натурными испытаниями турбин и водосбросов по уточнению их пропускной способности, осуществляющих наладку и совершенствование учета вод в створе гидроузла, проводящих различные воднобалансовые расчеты, увязку стока между гидроэлектростанциями каскада и между гидроэлектростанциями и гидрометпостами и т. п. Для них написаны разделы о методах натурных испытаний, рассмотрены наиболее часто встречающиеся погрешности при измерениях напора, мощности, определении среднесуточных значений расхода, даны рекомендации

по устранению или уменьшению этих погрешностей, на конкретных примерах показано, как в ряде случаев возможно добиться существенного улучшения качества учета воды на гидроэлектростанциях по эксплуатационным характеристикам и др.

Книга может представлять интерес не только для энергетиков, но и для специалистов других ведомств — системы гидрометслужбы, Минводхоза, Министерства сельского хозяйства, которые связаны с вопросами учета воды на насосных станциях, каналах, водозаборах и других гидротехнических сооружениях.

Книга доступна широкому кругу специалистов эксплуатационников, проектировщиков, работников наладочных организаций, которые имеют различную степень технической подготовленности и даже различные специальности. Например, в штатах многих гидроэлектростанций, тепловых электростанций, энергоуправлений не предусмотрены должности гидрологов и учетом воды обычно занимаются гидротехники или электрики по оборудованию, хорошо знающие условия работы оборудования и сооружений гидроузла и слабее разбирающиеся в гидрологических и гидрометрических вопросах. Наоборот, в системе гидрометслужбы много гидрологов, которые, зная речную гидрометрию, недостаточно знакомы с гидрометрией сооружений или спецификой учета воды через турбины. Это, естественно, создало известные трудности при составлении книги и наложило некоторый отпечаток на ее структуру и содержание. Для того, чтобы материал был более доступен читателям разных специальностей, потребовалось включить некоторые сведения по основам гидрологии, гидрометрии, гидравлики. Однако эти сведения представлены в очень ограниченном объеме, и поэтому в необходимых случаях читатель отсылается к соответствующей литературе.

В работе широко использовались ведомственные методические, инструктивные и директивные материалы, которые, кроме сравнительно узкого круга специалистов-гидроэнергетиков, занятых учетом воды, неизвестны или малознакомы гидротехникам, поскольку выпускались малым тиражом и в большинстве своем в открытую продажу не поступали. По возможности автор стремился избегать включения каких-либо сложных формул, расчетов, теоретических проработок, больше приводя материалов из опыта эксплуатации и наладки водного хо-

зяйства на гидроэлектростанциях. Например, много внимания уделено вопросам повышения качества учета воды на гидроэлектростанциях с использованием эксплуатационных характеристик, вопросам устранения или уменьшения погрешностей измерений, методике подсчета среднесуточных значений расхода и т. п.

Автор выражает свою благодарность заслуженному энергетiku РСФСР, кандидату технических наук И. А. Чернятину и кандидату технических наук Е. П. Штерну, сделавшим много ценных и полезных замечаний по рукописи книги, которые помогли лучше скомпоновать материал и более четко изложить его.

Все пожелания и замечания по книге, которые с благодарностью автор примет, следует направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, изд-во «Энергия».

Автор

Глава первая

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УЧЕТА СТОКА ВОДЫ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

1-1. Роль и задачи гидроузлов в общегосударственной системе учета воды

В последние годы как у нас, так и за рубежом много внимания уделяется вопросам, связанным с охраной водных ресурсов от загрязнения и истощения и рациональным комплексным использованием. Поскольку потребность в пресной воды практически во всех отраслях народного хозяйства постоянно возрастает, во многих районах ощущается недостаток воды, который особенно выявляется в маловодные годы, когда приходится вводить ограничения на ее потребление. Это приводит к тому, что все более жесткие требования предъявляются к точности учета забираемых, используемых и сбрасываемых вод. При этом большая ответственность за качество учета возлагается не только на органы гидрометслужбы, осуществляющие контроль за стоком, но и на организации-водопользователи.

В нашей стране осуществлен переход на единую государственную систему учета всех поверхностных и подземных вод. Это позволяет установить общее количество и качество вод, составляющих водный фонд страны, получить исчерпывающие данные об использовании фонда различными отраслями народного хозяйства, а также наметить пути дальнейшего повышения эффективности использования.

Для наблюдения за поверхностным стоком органы гидрометслужбы имеют в своем распоряжении около 5 тысяч сточных пунктов. Кроме того, различные министерства и ведомства при проектировании и строительстве объектов, связанных с использованием вод, часто организуют ведомственные гидрометеорологические станции и посты, которые действуют иногда и после за-

вершения строительства в период эксплуатации объекта.

Водное законодательство не запрещает иметь ведомственные посты и гидрометеорологические станции при условии, что их организация осуществляется по согласованию с местными органами гидрометслужбы. В общей сложности в настоящее время наблюдение за стоком проводится на нескольких десятках тысяч постов, расположенных в руслах рек, на каналах, водозаборах и водосбросах.

Гидроэлектростанции являются крупнейшими водопользователями страны. Особенности их как водопользователя в отличие от других являются использование ими большей части или даже всего объема речного стока и одновременно полный возврат воды в русло реки при практически полном отсутствии какого-либо загрязнения. Кроме того, гидроэлектростанции очень часто обеспечивают необходимые условия для работы остальных водопользователей путем зарегулирования стока и обеспечения требуемых уровней режимов в водохранилище и русле нижнего бьефа.

Последнее обстоятельство особенно существенно отличает гидроэлектростанции от других водопользователей. Назначение режимов работы гидроэлектростанции не может рассматриваться вне зависимости от требований ирригации, водного транспорта, рыбного хозяйства и иных отраслей, осуществляющих водопользование из данного водохранилища или русла реки ниже гидроэлектростанции.

Гидроэлектростанции также имеют особое и важное значение в системе общегосударственного учета вод, неизмеримо большее, чем их число по отношению к количеству обычных стоковых пунктов. Эта особенность заключается, во-первых, в том, что учет в створе гидроэлектростанции обеспечивает получение сведений обо всем стоке в целом с учетом всех компонентов водного баланса на участке реки или водохранилища выше гидроузла: отборов, сбросов, потерь на испарение и фильтрацию, боковой приточности и т. п. Учет воды, проводимый другими водопользователями, как известно, не обеспечивает каждый в отдельности сведения по стоку в целом.

Во-вторых, на ряде рек и водохранилищ, интенсивно используемых в хозяйственной деятельности, т. е. именно там, где учет воды должен осуществляться наиболее

полно и тщательно, нередко перестают работать и вынужденно закрываются гидрометрические посты в связи с тем, что попадают в зону затопления водохранилища или зону подпора от расположенного ниже по руслу какого-либо гидротехнического сооружения. В этих случаях гидроузлы остаются единственно возможным местом организации наблюдения за стоком; в будущем по мере большего зарегулирования стока роль их в системе государственного учета вод будет безусловно возрастать.

Положение о государственном учете вод и их использовании [17] четко определяет задачи всех предприятий, организаций и учреждений, осуществляющих водопользование, и в том числе, конечно, гидроэлектростанций. Более конкретно они сформулированы в ведомственных документах — «Инструкции по учету стока воды на гидроэлектростанциях» [7], «Основных положениях по учету стока воды на гидроэлектрических станциях» [13].

Главными задачами гидроэлектростанций в части учета вод являются получение данных о стоке воды в створах гидроэлектростанций для расчета и прогноза уровней и расходов воды в бьефах; получение оперативных данных о наличии водных ресурсов для оптимального планирования водопотребления и правильной эксплуатации гидротехнических сооружений и водохранилищ; получение оперативных данных для регулирования водного стока (пропуска паводочных расходов, организации ирригационных попусков, санитарных расходов, расходов на водоснабжение и т. п.).

Положения этих документов являются обязательными для всех гидроэлектростанций установленной мощностью более 5 тыс. кВт, а в отдельных случаях (по требованию местных органов Минводхоза СССР и Госкомгидромета СССР) и для гидроэлектростанций меньшей мощности.

1-2. Анкетный опрос гидроэлектростанций по учету стока воды

Для получения общего представления о каком-либо вопросе удобной и сравнительно быстрой формой исследования является анкетный опрос. Для ознакомления с общим состоянием вопроса учета воды на гидроэлектростанциях были проведены их анкетные опросы в 1969 и 1974 гг.

В 1969 г. анкетным опросом было охвачено 92, а в 1974 г. — 104 гидроэлектростанции или около 70% всех гидроэлектростанций мощностью более 10 тыс. кВт.

Анкета включала вопросы, касающиеся учета воды через турбины и водосбросные отверстия, периодичности измерений, наличия расходомерных устройств, наличия натурных эксплуатационных и расходных характеристик, составления водного баланса, точности измерений и т. п., всего около 70 вопросов. Однако форма их была такова, что на большинство можно было ответить «да», «нет» или подчеркиванием нужного и вычеркиванием ненужного текста. Это безусловно облегчило задачу заполнения анкеты эксплуатационным персоналом гидроэлектростанции и вместе с тем позволило сделать ее достаточно полной по широкому кругу вопросов.

Сравнение данных 1969 и 1974 гг. позволило установить, что существенных изменений в учете вод не произошло, а по многим пунктам сведения даже полностью совпали. Ниже приведены некоторые результаты анкетного опроса 1974 г., которые могут с достаточной достоверностью характеризовать также и современное состояние вопроса.

Учет воды на всех гидроэлектростанциях в той или иной форме налажен. На подавляющем большинстве их расходы воды, проходящие через турбины, водосбросные и водозаборные сооружения, определяются непосредственно в створе и осуществляются работниками технического отдела, гидроцефа или дежурным персоналом гидроэлектростанции. Примерно 6% из общего числа лиц, занимающихся учетом, являются специалистами-гидрологами с высшим или средним специальным образованием.

На отдельных небольших по мощности гидроэлектростанциях ежесуточного учета стока не проводится, а сведения персонал получает с ближайших гидрометпостов.

Сведениями о бытовом притоке располагают 57 гидроэлектростанций, в основном они получают их от гидрометобсерваторий, гидрометстанций или гидрометбюро. Иногда такие сведения передаются управлениями каналов или другими организациями.

Примерно на 95% всех гидроэлектростанций учет воды осуществляют по эксплуатационным характеристикам турбин и водосбросов, выданным заводом — изготовителем турбинного оборудования или проектной орга-

низацией. Заводские турбинные характеристики в процессе эксплуатации, как правило, проверяются и уточняются натурными испытаниями, а иногда и неоднократно. Согласно анкетным данным 90% гидроэлектростанций проводили такие испытания либо на всех установленных гидроагрегатах, либо на части с распространением полученных натурных характеристик на все остальные гидроагрегаты.

Реже осуществляются уточнения пропускной способности гидротехнических сооружений. Только 20% гидроэлектростанций располагают натурными характеристиками водосбросов, а на остальных используются проектные данные.

На пяти гидроэлектростанциях (Угличской, Маткожненской, Нарвской, Уч-Курганской, Путкинской) учет турбинного расхода проводился по расходомерам. На трех гидроэлектростанциях (Беломорской, Выгоостровской, Уч-Курганской) использовались автоматические расходомеры на водосбросных отверстиях, однако работу их персонал считает ненадежной.

Необходимо отметить, что сами приборы-расходомеры установлены на большем числе гидроэлектростанций (ими оборудовано около 40% гидроэлектростанций), однако по разным причинам они не эксплуатируются (более подробно об этом будет сказано в § 4-5).

Подсчет среднесуточного значения расхода через турбину проводится или по количеству выработанной за сутки электроэнергии, или по нагрузке гидроагрегатов, определяемой по ваттметрам, установленным на пульте управления. Периодичность наблюдения за нагрузкой и расходом гидроагрегатов строго не регламентирована. Она зависит от местных условий и в основном определяется характером задаваемого суточного диспетчерского графика нагрузки: на гидроэлектростанциях, работающих в пиковых режимах, измерения обычно проводятся чаще, чем на гидроэлектростанциях, работающих в базисном режиме. Вот некоторые данные. Около 60% гидроэлектростанций определяют среднесуточный расход воды по выработке электроэнергии, 20% — определяют расходы ежечасными измерениями мощности и напора, 10% — измерения проводят через 4 ч. Незначительное количество гидроэлектростанций (10%) определяют среднесуточный расход, проводя измерения мощности и напора через каждые 2, 8 или 12 ч.

Группа вопросов анкеты была посвящена водным балансам водохранилищ.

Из 104 опрошенных гидроэлектростанций 78 имеют водохранилища суточного, сезонного или многолетнего регулирования. Водные балансы составляются на 68 из них (годовые, месячные, суточные); на некоторых составляются все три вида баланса, на других — лишь отдельные. Эта работа чаще выполняется персоналом гидроэлектростанции, реже — местными подразделениями гидрометслужбы, а на 32 водохранилищах балансы составляются одновременно работниками обеих организаций.

При составлении водного баланса примерно на половине водохранилищ учитываются потери из них на фильтрацию (57 ГЭС), значительно реже учитываются потери воды на испарения с поверхности (29 ГЭС). Это связано с тем, что, с одной стороны, провести эти измерения в натуральных условиях достаточно сложно, а иногда невозможно, а проектные данные, полученные расчетным путем, могут значительно отличаться от фактических. С другой стороны, сами потери во многих случаях незначительны по сравнению с общим стоком, и неучет их практически не сказывается на общем водном балансе водохранилища. В первую очередь это относится к водоемам со сравнительно малой площадью зеркала или расположенным в районах с прохладным климатом, где потери на испарение очень невелики.

Чрезвычайно важно, на наш взгляд, было установить наличие на действующих гидроэлектростанциях документов, регламентирующих правила учета водного стока. И в анкету были включены соответствующие вопросы.

В результате установлено, что практически все гидроэлектростанции располагают необходимыми директивными, инструктивными и методическими материалами для налаживания правильного учета воды [7, 11, 13]; на большинстве гидроэлектростанций (68 ГЭС) имеются, помимо этого, также местные инструкции по учету стока воды на данном гидроузле. Необходимо отметить, что местную инструкцию по учету воды должны иметь все гидроэлектростанции. Одновременные наблюдения за водным стоком на гидроэлектростанциях и ближайших гидрометрических постах (ГМС) осуществляются примерно на половине гидроэлектростанций (49 ГЭС) и позволяют оценить качество измерений и их погрешности.

Параллельные наблюдения полезны тем, что повышают надежность данных по стоку и позволяют исключить грубые ошибки в учете. Вместе с тем в ряде случаев, когда водомерный пост гидрометслужбы находится в непосредственной близости от гидростанции и между ними по руслу нет отборов воды или боковой приточности, может оказаться целесообразным отказаться от одного из створов наблюдений — от учета воды на гидроэлектростанции или учета воды на гидрометпосту. При этом должен закрываться тот створ, где учет воды более сложен или результат менее надежен.

Расхождения между данными измерений на гидроэлектростанции и гидрометпосту в среднесуточных расходах в паводочный период имеют место на 30 гидроэлектростанциях и отсутствуют на 19. При этом расхождение составляет до 5% — на 8 ГЭС, до 10% — на 13 ГЭС, до 15% — на 6 ГЭС, до 20% — на 3 ГЭС. В межень период расхождение в значениях среднесуточного расхода имеет место на 32 ГЭС и отсутствует на 17 ГЭС; значения расхождения: до 5% — на 18 ГЭС, до 10% — на 9 ГЭС, до 15% — на 1 ГЭС, до 20% — на 4 ГЭС.

Как видим, в ряде случаев расхождение может достигать больших значений — 15—20%. Однако следует иметь в виду, что большое расхождение среднесуточных значений расхода не всегда говорит о плохом учете воды на гидроэлектростанции, а может быть следствием других причин. Например, когда гидроэлектростанция работает с переменной нагрузкой в течение суток, в русле будет иметь место неустановившийся режим потока. Если водомерный пост удален достаточно далеко, а русло имеет значительную русловую емкость, то будет происходить трансформация попусковых волн и регистрация их на водпосту будет проходить с некоторым запаздыванием и приводить к ошибкам при сравнении данных гидроэлектростанции и гидрометпоста. В условиях неустановившегося режима водотока может оказаться недостаточным двухсрочное или трехсрочное наблюдение, которые практикуются на водпостах, не оборудованных самописцами уровня воды.

Более надежные данные по стоку дают сведения за декаду, месяц или год, т. е. за более длительный период наблюдений. Сравнение данных гидроэлектростанций и гидрометпостов, подсчитанных за эти периоды, представлено в табл. 1-1.

Случаи значительного небаланса 15—20% единичны, и безусловно каждый из них нуждается в серьезном и детальном изучении для выявления причин расхождения.

Интересно мнение эксплуатационного персонала о надежности имеющихся у них исходных материалов, которые используются для учета воды. Так, эксплуатационные характеристики турбин и пропускной способности водосбросов считают надежными примерно на 70%

Т а б л и ц а 1-1

Расхождение, %	Число гидроэлектростанций, на которых подсчитан суммарный сток за		
	декаду	месяц	год
Нет	13	9	9
До 5%	2	8	6
До 10%	9	12	15
До 15%	—	2	1
До 20%	1	1	2
Сравнений не производится или сведения отсутствуют	24	17	16

всех гидроэлектростанций, соответственно ненадежными — на 30%, кривые объемов и площадей водохранилища считают надежными на 90% гидроэлектростанций.

По вопросу, какие мероприятия считает персонал целесообразными для улучшения учета, подавляющее большинство ответов одинаково и сводятся к пожеланиям о разработке, внедрении и наладке автоматических водомеров турбин и водосбросов, уточнении объемов водохранилищ, к натурным измерениям потерь воды на фильтрацию и испарение.

Таким образом, главный вывод, который можно сделать по результатам анкетного опроса, сводится к следующему: учет воды налажен на всех гидроэлектростанциях и проводится он на большинстве гидроэлектростанций с достаточной точностью; учет осуществляется по характеристикам турбин и водосбросов, использование для этих целей автоматических водомеров очень незначительно.

1-3. Инспекционное обследование гидроэлектростанций

Более детальное, чем анкетный опрос, ознакомление с учетом воды на гидроэлектростанции дают специальные инспекционные обследования. В результате обследо-

ваний выявляются не только все особенности учета водного стока, но проводится их анализ и даются рекомендации по улучшению. Нередко при инспекциях обследуются ближайшие к гидроэлектростанции гидрометрические посты, проводящие наблюдения за водным режимом.

Инспектированию могут подвергаться как отдельные гидроэлектростанции, так и каскады, состоящие из нескольких гидроэлектростанций, а также целиком бассейны реки. Наиболее полную картину дает инспектирование именно всего бассейна со всеми расположенными на реке гидроэлектростанциями, крупными водозаборами и гидрометрическими водпостами. По результатам обследования обязательно составляются акты. В актах инспекционного обследования приводятся краткие сведения о составе гидроузла, количестве и типах установленного турбинного оборудования, их напоре, мощности, пропускной способности, о всех водозаборных, водосбросных сооружениях, описываются способы учета воды в створе гидроузла и имеющиеся гидрометрические приборы — расходомеры, уровнемеры, перепадамеры.

Обязательно должно быть установлено, какими исходными материалами для подсчетов стока пользуется эксплуатационный персонал — используются ли данные натурных испытаний пропускной способности турбин и водосбросов, проектные данные или данные модельных испытаний. По установленным гидрометрическим приборам желательно включить сведения о их типе, годе установки, организациях, проводивших установку, наладку, тарировку.

Если выше или ниже гидроузла расположены гидрометрические посты, учет воды на которых осуществляется параллельно, и данные которых используются на гидроэлектростанции, то в акте даются также сведения по этому посту: оборудование, состав наблюдений, периодичность измерений и т. п.

В акте должны быть сделаны оценка методики учета воды на гидроэлектростанции и гидрометпосту, оценка используемых приборов, точности производства измерений и получаемых результатов, если это возможно, вскрыты причины погрешностей и сделаны соответствующие рекомендации по их уменьшению.

В табл. 1-2 перечислены гидроэлектростанции, где за период 1970—1975 гг. проводились такие инспекционные

Таблица 1-2

Гидроэлектростанция	Погрешность определения расхода турбины, %		Погрешность определения расхода через подосброс ΔQ_N , %	Год проверки	Инспектирующая организация
	из-за осреднения мощности ΔQ_N , %	из-за осреднения напора ΔQ_H , %			
Красноярская имени 50-летия СССР	0	-2,0	—	1970	ГГИ
Братская имени 50-летия Великого Октября	-0,2	0	—	1970	ГГИ
Иркутская	-1,8	-2,0	—	1970	ГГИ
Плявинская имени В. И. Ленина	-1,7	-1,0	± 5	1970	ГГИ
То же	—	—	—	1975	ГГИ,
Кегумская	-1,0	-0,7	± 5	1970	Минводхоз
"	-2,0	-1,0	—	1975	ГГИ,
Головная на р. Вахш	-3,1	-7,7	—	1970	Минводхоз
Дубоссарская	-1,6	-3,6	± 5	1970	ГГИ
Нижнетуломская	—	0	—	1970	Мурманское УГМС
Рыбинская	-1,8	0	—	1971	ГГИ
Угличская	0	0	—	1971	ГГИ
Шекснинская	+4,0	$\pm 1,0$	+10	1971	ГГИ
Волжская имени XXII съезда КПСС	-1,0	$\pm 2,0$	$\pm 3 \div 5$	1972	ГГИ
Волжская имени В. И. Ленина	-1,0	—	$\pm 3,0$	1972	ГГИ
ГЭС № 1 Кубанского каскада	$\pm 3,0$	—	—	1972	ГГИ
ГЭС № 2 Кубанского каскада	+2÷4	—	—	1972	ГГИ
ГЭС № 3 Кубанского каскада	+3,0	—	—	1972	ГГИ
ГЭС № 4 Кубанского каскада	$\pm 3,0$	—	—	1972	ГГИ
Горьковская	+2÷3	—	—	1973	ГГИ
Камская	-0,8	-0,5	$\pm 5,0$	1973	ГГИ
Саратовская имени Ленинского комсомола	—	-1,0	—	1973	Комсомольская ГМО, ГМС Балаково
Эзэмнская	3,5	—	—	1973	ГГИ,
Орджоникидзевская	1,0	—	—	1973	ОРГРЭС
Гизельдонская	3,0	—	10,0	1973	ГГИ,
					ОРГРЭС

Продолжение табл. 1-2

Гидроэлектростанция	Погрешность определения расхода турбины, %		Погрешность определения расхода через подосброс ΔQ_N , %	Год проверки	Инспектирующая организация
	из-за осреднения мощности ΔQ_N , %	из-за осреднения напора ΔQ_H , %			
Верхнетуломская	$\pm 1,0$	Менее 1%	—	1973	ГГИ
Вилуйская	—	—	—	1974	ОРГРЭС
Кайраккумская	—	—	—	1974	ГГИ,
					ОРГРЭС,
Фархадская	$\pm 3,0^*$	—	—	1974	САРНИГМИ
					ГГИ,
					ОРГРЭС,
Чардаринская	—	—	—	1974	САРНИГМИ
					ГГИ,
Чарвакская	$\pm 3,0^*$	—	—	1974	ОРГРЭС,
					САРНИГМИ
Нурекская	—	—	—	1974	ГГИ,
					ОРГРЭС,
Рижская	-1,2	-2,2	—	1975	САРНИГМИ
Вилуйская	$\pm 2,0^*$	—	—	1975	ГГИ,
					Минводхоз
					ГГИ

* Общая погрешность определения расхода через гидротурбину.

обследования, и приведены значения погрешностей в определении расхода в створе этих гидроэлектростанций.

За это время было обследовано 34 гидроэлектростанции средней и большой мощности, в основном Государственным гидрологическим институтом (ГГИ) и Всесоюзным трестом ОРГРЭС (с 1977 г. — Всесоюзное объединение «Союзтехэнерго»). Анализ материалов обследования показывает, что погрешности учета стока воды через гидротурбины могут возникать за счет осреднения нагрузки гидроагрегата за измеряемый промежуток времени и неучета изменения к. п. д. турбины при изменениях нагрузки; в табл. 1-2 этот вид погрешности обозначен индексом ΔQ_N . Индексом ΔQ_H обозначены погрешности в учете стока через турбину из-за неправильного учета напора на гидроэлектростанции (неточного измерения уровней, неучета потерь напора и т. п.); индексом

ΔQ_v обозначены погрешности в учете стока через водосбросные сооружения; прочерк в графах таблицы обозначает, что сведений о данных видах погрешностей в акте инспекции нет.

Как видно из табл. 1-2, погрешности учета стока через турбины из-за осреднения нагрузки составляют в основном 1—3% и лишь в отдельных случаях несколько больше. Из-за неверного определения напора они колеблются в пределах от 0 до 2—3% и только на двух гидроэлектростанциях выше, составляя по Дубоссарской ГЭС 3,6%, по Головной ГЭС 7,7%. Оценка погрешности учета стока через водосбросы имеется по восьми гидроэлектростанциям, значение ее колеблется от 3 до 10%.

Погрешности, приводимые в табл. 1-2, относятся к моменту инспекций. Выполнение рекомендаций по повышению точности измерений не проверялось.

К работе по инспектированию привлекались сотрудники местных гидрометслужб, гидрометобсерваторий; обязательно участвовали в составе комиссии работники гидроэлектростанций или энергоуправления (в графе «Инспектирующая организация» они не перечислены).

Ниже приведены примеры обследования Кайраккумской, Фархадской, Чарвакской, Чардаринской и Нурекской гидроэлектростанций, расположенных в бассейнах рек Сырдарьи и Амударьи.

Выбор их в качестве примеров не случаен. Инспекция этим гидроэлектростанциям была проведена в условиях малой водности рек Средней Азии в 1974 г., когда наиболее остро стал вопрос о точном учете воды и рациональном распределении его между водопользователями. Между данными по стоку, полученными на гидроэлектростанциях и на водомерных постах гидрометслужбы, как ранее, так и в 1974 г. наблюдалось некоторое расхождение. Однако в многоводные годы это расхождение не приводило к значительным затруднениям, поскольку все водопользователи были полностью обеспечены водой. В маловодный год, когда были неизбежны ограничения в потреблении воды, проведение инспекционного обследования стало необходимостью.

Кайраккумская ГЭС введена в эксплуатацию в 1956 г. Гидроэлектростанция совмещенного типа, оборудована шестью гидроагрегатами с турбинами ПЛ-495-ВБ-500.

Натурным испытаниям с измерением расхода воды гидрометрическими вертушками подвергся один гидроагрегат, остальные пять — испытаны относительным способом. Гидроагрегаты оборудо-

ваны расходомерами типа ДМ-7 ЭПИД-05 Московского завода «Манометр», установленными и налаженными ВНИИГ в 1963 г. Расходомеры ввиду ненадежности их работы в учете стока не используются. Расход воды через гидротурбины определяется на основе натурных эксплуатационных характеристик по количеству выработанной электроэнергии, расход воды через шесть водосливных отверстий гидроэлектростанции проводится по проектным расходным характеристикам.

Учет стока в нижнем бьефе Кайраккумской ГЭС осуществляется также на гидрометпосту, расположенном в 18 км ниже. Для оценки точности учета стока на гидроэлектростанции проведено его сравнение с данными гидрометпоста. Наибольшее среднее расхождение составляло до 3—5%. Основными причинами невязки в летний период может быть неучтенный эффект эжекции при работе холостых водосбросов, а в зимний период при пиковом режиме нагрузок — недостаточное число измерений уровня воды на водомерном посту, которые проводятся через 4 ч.

Средняя случайная ошибка вычисления стока на гидрометпосту для месячных расходов оценена в $\pm 2\%$.

Комиссия рекомендовала с целью повышения точности учета стока на гидроэлектростанции провести в 1975—1976 гг. натурные испытания водосбросов и изучить влияние эжекционного эффекта на точность учета стока через гидротурбины.

Фархадская ГЭС деривационного типа оборудована четырьмя гидроагрегатами при расчетном напоре 30,5 м, общая пропускная способность турбин 470 м³/с. В составе напорного бассейна имеется холостой водосброс пропускной способностью 200 м³/с. Натурные испытания турбин проводились в 1955 г. и уточнялись в 1961 г. ОРГРЭС.

Все четыре гидроагрегата гидроэлектростанции оборудованы расходомерами типа ДМИ-Р со вторичным показывающим прибором ВФП-20000 и сумматором частоты типа СЧ Харьковского завода КИИ, устанавливались и налаживались ВНИИГ в 1973 г. Уже в процессе наладки расходомеров счетчики сумматора вышли из строя. Для снятия показаний показывающего прибора требуется использование специальной вспомогательной таблицы, что неудобно при эксплуатации. Установленные расходомеры не используются.

Расходы воды через турбины определяются ежедневно по показаниям счетчиков выработки электроэнергии и расходным характеристикам гидроагрегатов.

В течение года Фархадская ГЭС работает в основном в базисе нагрузки, холостые водосбросы практически не работают. При базисной работе гидроэлектростанции и используемой методике почасовых измерений учет стока в створе гидроэлектростанции является надежным; ошибка в определении среднесуточного расхода находится в допустимых пределах и составляет в среднем $\pm 3\%$.

В целях дальнейшего повышения качества учета воды комиссия рекомендовала провести повторные энергетические испытания гидроагрегатов относительным способом, составить местную инструкцию по учету воды на гидроэлектростанции, организовать гидрометрический створ в головной части деривационного канала.

Чардаринская ГЭС на р. Сырдарье является нижней станцией каскада; гидроэлектростанция приплотинного типа с водохранилищем сезонного регулирования с полным объемом 5,7 млрд. м³ оборудована четырьмя гидроагрегатами при расчетном напоре 15,8 м

и расходе 195 м³/с, мощность каждой турбины 26 МВт; в составе сооружений гидроэлектростанции имеются четыре глубоких водосброса пропускной способностью 432 м³/с каждый.

В 1969—1970 гг. проведены натурные энергетические испытания гидроагрегатов и гидравлические испытания водосбросов. Полученные характеристики близки к заводским и проектным данным.

Расходомеры для турбин и водосбросов на гидроэлектростанции не установлены.

Среднесуточное значение расхода воды через турбины определяется на основании ежечасных измерений мощности гидроагрегатов и по эксплуатационной характеристике турбины. Расходы воды через водосбросы определяются каждый час по расходным характеристикам.

На расстоянии 1,5 км ниже створа гидроэлектростанции расположен гидрометрический пост УГМС Узбекской ССР. Между данными по стоку на гидроэлектростанции и гидрометпосту имеются расхождения.

В зимний период, когда гидроэлектростанция осуществляет суточное регулирование стока и водосбросы закрыты, расхождение составляет 10—20% с занижением расхода на гидроэлектростанции.

В вегетационный период при совместных пропусках воды через турбины и водосбросы при работе гидроэлектростанции в базисе нагрузки расхождение имеет разные знаки и колеблется в пределах от +6 до -8%.

Точность определения среднемесячных расходов на гидрометпосту оценивается в $\pm 2\%$.

Небаланс в учете стока на участке гидроэлектростанция — гидрометпост является следствием различного сочетания погрешностей в определении расходов воды как на гидроэлектростанции, так и на гидрометпосте.

Ввиду сложности учета стока воды на данной гидроэлектростанции (из-за конструктивных особенностей гидроузла), наличия значительного небаланса, а также важности этого вопроса комиссия рекомендовала организовать специальные исследования по балансу воды с привлечением для этих целей специализированных организаций. Впредь, до осуществления мероприятий, обеспечивающих повышение точности учета стока на гидроэлектростанции, отчетные данные о расходах рекомендовалось принимать по данным гидрометпоста.

Чарвакская ГЭС на р. Чирчике (приток Сырдарьи) приплотинного типа с водохранилищем сезонного регулирования полезным объемом 1,58 млрд. м³. На гидроэлектростанции установлены четыре гидроагрегата с турбинами радиально-осевого типа, мощностью по 155 МВт при расчетном напоре 118 м и расходе 149 м³/с.

Турбины имеют заводские эксплуатационные характеристики, каждый гидроагрегат оборудован расходомером ПР-7 со вторичным прибором ВСП-2. В настоящее время из-за неготовности гидротехнических сооружений приборы не протарированы и не используются.

В состав гидроузла входят водосбросы.

В вегетационный период гидроэлектростанция работает в базисе нагрузки, зимой проводится незначительное суточное регулирование.

Определение расходов через турбины осуществляется по заводским эксплуатационным характеристикам путем ежечасных измере-

ний мощности и напора, среднесуточное значение расхода оценивается средней ошибкой $\pm 3\%$.

Учет стока в нижнем бьефе Чарвакской ГЭС осуществляется на водомерном посту Ходжабект в 3 км ниже плотины.

Невязка среднемесячных расходов воды по данным гидроэлектростанции и гидрометпоста составляет зимой до $\pm 10\%$, в летние месяцы до $\pm 5\%$. Расхождение среднесуточных расходов достигает иногда $\pm (20 \div 35)\%$. Выявлено, что основной причиной расхождения, особенно среднесуточных значений расхода, является ненадежный учет стока на гидрометпосту ввиду сложного гидравлического режима потока в месте расположения поста. На этом основании комиссия рекомендовала в оперативной работе использовать только данные по стоку Чарвакской ГЭС.

Нурекская ГЭС на р. Вахш во время обследования имела в работе три гидроагрегата при напоре 120 м и общей мощности 200 МВт.

Расходы воды через турбины определяются по заводским характеристикам, расходы через стронтельные туннели — по проектным данным. Учет стока в створе проводится методически правильно. Гидрометрический пост находится в 7 км ниже створа гидроузла. Наблюдения за уровнем ведутся 2 раза в сутки, что в условиях не установившегося режима потока приводит к погрешности вычисления среднесуточного уровня и расхода. В настоящее время на посту завершается строительство самописца уровня воды.

Между данными по расходу воды, полученными на гидроэлектростанции и гидропосту, имеется расхождение.

При работе только одних гидротурбин невязка среднемесячных значений расхода составляет 3—6%, при совместной работе гидротурбин со сбросными туннелями невязка увеличивается до 20—25%. В первую очередь это связано с погрешностями характеристик пропускной способности водосбросных туннелей.

Комиссия рекомендовала до сдачи гидроэлектростанции в постоянную эксплуатацию сток в нижнем бьефе Нурекской ГЭС принимать по данным гидрометрического поста. Для повышения точности учета стока на посту рекомендовано ускорение ввода в эксплуатацию самописца уровня воды.

1-4. Задачи совершенствования учета воды на гидроэлектростанциях

Непрерывное увеличение потребления воды всеми отраслями народного хозяйства, дефицит воды в ряде районов страны, особенно в маловодные годы, требуют более экономичного расходования ее, наиболее рационального распределения между водопотребителями. Решить эти задачи возможно лишь на основе качественного, высокоточного измерения расходов воды, надежного учета всех забираемых, используемых и сбрасываемых вод. Поэтому, несмотря на то, что на гидроэлектростанциях учет воды проводится, требуется постоянно его дальнейшее совершенствование.

Рассмотрим некоторые, основные на наш взгляд, задачи, которые являются определяющими составными частями в деле совершенствования учета стока воды на гидроэлектростанциях.

а) Уточнение характеристик пропускной способности турбин и водосбросов

Основой надежного учета воды в створе гидроузла является наличие точных эксплуатационных характеристик турбин и расходных характеристик всех водосбросных сооружений. Без них невозможно надежно определить расход даже при самых точных измерениях исходных величин: напора, мощности, открытия регулирующих органов турбины или водосброса. Характеристики являются основой также наладки автоматических измерительных приборов-расходомеров, стокомеров.

Наиболее достоверными характеристиками являются те, которые получены при натурных испытаниях. Как было видно из анкетного опроса, на большинстве гидроэлектростанций натурные испытания на к. п. д. проводились либо на всех установленных гидроагрегатах, либо на части из них из расчета, что остальные имеют такую же характеристику. На ряде гидроэлектростанций испытания проводились по несколько раз, что обычно связано с необходимостью контроля за состоянием гидротурбинного оборудования, поскольку в процессе эксплуатации к. п. д. турбины, а следовательно, и остальные параметры могут значительно измениться.

Измерения расходов воды при испытаниях гидротурбин осуществляются в основном гидрометрическими вертушками. Относительный способ тарирования, когда расход определяется по перепаду давления в двух точках спиральной камеры, проводится, как правило, если ранее проводились полные энергетические испытания и имеется зависимость расхода от перепада давления в спирали [23, 26].

Уточнение пропускной способности водосбросных или водозаборных сооружений, входящих в состав гидроузла, проводилось значительно реже, чем турбин. Это связано, во-первых, со значительными трудностями организаций натурных испытаний водосбросов и, во-вторых, со значительно меньшим пропуском воды через них по сравнению с турбинами. Высокая степень зарегули-

рованности стока позволяет пропускать обычно большую часть воды через турбины и только кратковременно включать в работу водосбросы. На ряде гидроэлектростанций водосбросные сооружения не включаются по нескольку лет. Естественно, что в этих условиях потребности в уточнении пропускной способности гидросооружений меньше, чем для гидротурбин.

Разработка новых способов тарирования гидросооружений [5, 20, 21] позволила в последние годы провести ряд натурных исследований по определению их пропускной способности. Результаты тарирования показывают, что по сравнению с гидротурбинами характеристики водосбросов менее точны, расхождение между натурными и проектными данными достигает 5—10%, а иногда и более. Так, например, на Саратовской ГЭС фактическая пропускная способность донных отверстий на 10% выше проектной, на головном узле Варзобского каскада гидроэлектростанций на 10% ниже проектной; имеют расхождения с проектными данными пропускная способность холостых водосбросов ГЭС имени Ф. Г. Логнинова, Тавакской ГЭС, Хингаусской ГЭС, Иртышарской ГЭС и ряда других.

б) Автоматизация измерений

Чрезвычайно важную роль в совершенствовании учета воды на гидроэлектростанциях играет автоматизация измерений расхода и стока.

Как известно, на большинстве гидроэлектростанций учет воды осуществляют по характеристикам оборудования расчетным путем. Это отнимает много времени у эксплуатационного персонала, исключается возможность оперативного управления водным режимом, точность измерений в большой степени зависит от таких субъективных факторов, как опытность и добросовестность работника, проводящего измерения или расчеты. Поэтому одной из первоочередных задач является оснащение гидроэлектростанций надежными автоматическими расходомерами для турбин и водосбросов. К этому обязывает внедрение в энергетику во все более широких масштабах вычислительной техники и автоматизированных систем управления. В соответствии с Положением о государственном учете вод и их использования [17] учет воды всеми водопользователями страны должен осуществляться только на основе автоматических измеритель-

ных приборов — расходомеров, стокомеров, перепадамеров и др. Использование для этих целей расходных характеристик допускается как временная мера до установки приборов.

Подробнее о задачах автоматизации учета стока, современном состоянии вопроса и перспективах развития сказано в гл. 4.

в) Обеспечение гидроэлектростанций необходимыми директивными и методическими материалами

Все ведомственные документы — инструкции, указания, рекомендации и т. п. постепенно устаревают по мере того, как выходят новые документы по вопросам охраны, учета, использования водных ресурсов страны, появляются новые измерительные приборы, изменяются требования к точности и оперативности учета вод (например, со стороны АСУ) и т. д. Поэтому вполне естественно, что ведомственные документы должны периодически пересматриваться.

Основными документами, устанавливающими права и обязанности всех водопользователей, являются «Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик» [14], Положение о государственном учете вод и их использования [17]. Помимо указанного, имеются документы ведомственного назначения, устанавливающие правила учета воды специально на гидроэлектростанциях [7, 13]. Они выпущены в начале 70-х годов взамен устаревших, согласованы с соответствующими органами Минводхоза СССР, Главгидрометслужбы СССР, Минречфлота и отвечают требованиям, предъявляемым к водопользователям системой государственного учета вод. Знание их обязательно для работников гидроэлектростанций, занятых учетом воды, работников проектных и научно-исследовательских организаций, разрабатывающих и налаживающих различное гидрометрическое оборудование на гидроэлектростанциях, местных органов гидрометслужбы, проводящих совместный или параллельный учет воды на гидрометрических створах вблизи от гидроэлектростанции, работников речного флота, учитывающих затраты воды на шлюзование, местных органов Минводхоза, осуществляющих контроль за учетом и использованием вод, и других организаций. Поскольку эти

ведомственные документы выпущены сравнительно ограниченным тиражом, кратко укажем их содержание.

В «Основных положениях» [13] сформулированы технические требования к непрерывному учету стока воды, установлен объем наблюдений, регламентирован порядок осуществления контроля за организацией учета на гидроэлектростанциях.

«Инструкция по учету стока воды на гидроэлектростанциях» [7] издания 1975 г. содержит указания и рекомендации по организации и способам учета воды через гидротурбины, водопропускные сооружения, рекомендации по учету всех видов утечек и фильтрации в створе гидроэлектростанций, затратам воды на судоходных шлюзах и транспортных устройствах. В ней определен порядок передачи данных по стоку органам гидрометслужбы и порядок контроля за организацией работы. Инструкция, ориентируя гидроэлектростанции на установку водомеров любой конструкции, вместе с тем учитывает сложившуюся обстановку и значительное место уделяет рекомендациям по учету воды с использованием эксплуатационных характеристик оборудования. Она обязательна для всех гидроэлектростанций установленной мощностью более 5 тыс. кВт.

В качестве пособия для эксплуатационного персонала, осуществляющего наблюдения за водным стоком, были выпущены методические рекомендации: «Методика учета стока воды на гидроэлектрических станциях» [11]. В ней рассмотрены способы определения основных параметров работы гидроэлектростанции — напора, мощности, расхода, оценены погрешности измерений этих параметров, даны рекомендации по упрощению вычислений и уменьшению погрешностей. Рекомендации этой методики могут оказать существенную помощь при составлении на каждой гидроэлектростанции своей местной инструкции по учету воды.

В 1977 г. выпущено новое издание «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» [16], где наряду с другими разделами существенно дополнен и переработан раздел по гидрометеорологическому обеспечению гидроэлектростанций сведениями по водному режиму, а также определены порядок и состав наблюдений по учету воды в створе гидроузла. Положения ПТЭ являются обязательными для всех гидроэлектростанций страны.

г) Обобщение и распространение передового опыта

Важной составной частью совершенствования учета водного стока на гидроэлектростанциях являются обобщение и широкое распространение опыта передовых предприятий на все гидроэлектростанции страны. Это возможно путем публикаций в периодической печати, выпуска специальных брошюр, путем выступлений на конференциях, совещаниях и т. п. Весьма полезными являются организации тематических выставок и проведение школ передового опыта на ВДНХ СССР. Например, в 1975 г. павильон «Электрификация СССР» организовал всесоюзную школу передового опыта «Совершенствование организации эксплуатации водоемов электростанций». Тематический план школы был достаточно широк и наряду с другими вопросами включал также, как организация учета воды на гидроэлектростанциях, опыт внедрения автоматических расходомеров, методы проверки пропускной способности гидротехнических сооружений и гидротурбин.

В работе школы принимали участие работники энергоуправлений, эксплуатационный персонал тепловых и гидроэлектрических станций и каскадов, специалисты наладочных организаций, научно-исследовательских и проектных институтов, работники министерств, Госкомгидромета СССР.

Характерно, что две трети докладов и сообщений было сделано работниками гидроэлектростанций и энергоуправлений, непосредственно связанных с вопросами наладки водного хозяйства. Подобного рода школы передового опыта необходимо проводить и впредь, поскольку они являются наиболее эффективным способом обмена опытом эксплуатации.

Глава вторая

УЧЕТ СТОКА ВОДЫ ЧЕРЕЗ ГИДРОАГРЕГАТЫ

2-1. Требования к учету стока воды гидроагрегатами

Требования по учету стока воды, проходящей через гидроагрегаты, определяются общими требованиями «Положения о государственном учете вод и их использования» [17] и соответствующими ведомственными документами [7, 11, 13, 16].

В соответствии с этими документами учет воды, прошедшей через турбины, должен быть в первую очередь непрерывным. Это значит, что наблюдения должны быть организованы таким образом, чтобы обеспечивалось надежное определение средних суточных значений расходов воды (объема стока) и, кроме того, имелаась возможность определения расхода в любой момент суток.

Утечки воды через направляющие аппараты остановленных или работающих в режиме синхронного компенсатора гидроагрегатов обычно незначительны, и допускается учитывать их совместно с другими видами потерь — потерями на фильтрацию через уплотнения затворов гидросооружений и отборами воды на собственные нужды гидроэлектростанции. Ввиду малых значений наблюдение за протечками допустимо проводить не систематически (ежесуточно), а лишь ограничиваться периодическими наблюдениями или измерениями расходов. Если суммарное значение всех протечек не превышает 0,2% общего стока, допускается их не учитывать совсем.

При организации работы по учету воды следует стремиться к минимальной загрузке эксплуатационного персонала, используя при этом автоматические показывающие и записывающие приборы, вспомогательные таблицы, графики, упрощающие и облегчающие производство подсчетов.

Сток воды может определяться с помощью турбинных водомеров любой конструкции.

Тип водомерного оборудования выбирается исходя из местных условий и наличия измерительных приборов. Количество и технические характеристики водомеров должны обеспечивать получение результатов измерений с необходимой точностью. Погрешности измерений не должны превышать для высоконапорных гидроэлектростанций 2%, для низко- и средненапорных гидроэлектростанций — 3%.

При отсутствии водомеров учет воды производится по эксплуатационным характеристикам гидроагрегата. Учет может производиться для каждого гидроагрегата в отдельности или для всей гидроэлектростанции в целом по показаниям станционных ваттметров или счетчиков выработки электроэнергии за отчетное время (обычно за сутки). Выбор способа учета определяется местными условиями и в первую очередь требованиями точности определения расходов или стока воды. Исходя из ме-

стных условий допустимо использовать один из четырех рекомендуемых способов [7], обеспечивая при этом необходимую точность измерений.

Методика производства измерений, их периодичность, способы расчета и другие вопросы учета должны быть отражены в местной инструкции.

Местная инструкция по учету воды утверждается руководством энергоуправления. По мере накопления опыта эксплуатации или при изменении условий работы гидроэлектростанции местная инструкция должна пересматриваться, при необходимости дополняться или уточняться. Сроки пересмотра строго не регламентированы, устанавливаются в соответствии с общими положениями о местных инструкциях.

2-2. Способы измерений расходов воды через гидроагрегаты

Определение расхода воды, проходящей через гидроагрегаты, возможно различными способами в зависимости от поставленной цели, требований точности, количества и типов установленного турбинного оборудования, наличия соответствующей измерительной аппаратуры и иных местных условий. Условно все способы можно разделить на две большие группы — контрольные, которые проводятся периодически, и эксплуатационные, проводимые на гидроэлектростанции ежедневно.

Контрольные измерения расходов воды проводятся при натурных испытаниях турбин с целью уточнения их проектных энергетических характеристик, для тарирования спиральной камеры, наладки расходомерных устройств, при различных воднобалансовых и водохозяйственных исследованиях. В результате находятся или уточняются зависимости между расходом и другими параметрами — напором, мощностью, открытием направляющего аппарата, углом разворота лопастей и т. п.

Эксплуатационные измерения или определения расхода воды через гидротурбины проводят ежедневно, имея целью оперативный учет воды, проходящей через турбину, определение среднесуточных, среднемесячных и годовых значений расходов и стоков.

а) Контрольные измерения

Измерения могут осуществляться как в верхнем, так и в нижнем бьефах гидроузла или непосредственно

в створе гидроэлектростанции — в водопрямой части напорного бассейна, деривационном трубопроводе, напорном трубопроводе.

Наиболее точное определение расхода возможно, когда створ измерений расположен непосредственно в водопроводящем тракте турбины, поэтому чаще всего при натурных испытаниях приборы устанавливаются именно там. Измерения возможно проводить с применением различных способов и устройств: установкой в водоводах гидрометрической вертушки, трубки Пито, дроссельных шайб, сегментов, способами гидравлического удара, термометрическими, звуковыми, электромагнитным и др. Все эти способы, о которых будет подробно сказано в гл. 5, достаточно точны, однако требуют специальных приборов, соответствующей, иногда очень долгой и сложной подготовительной работы по установке самих приборов и наладке их, а также последующей обработки полученных данных. Выполнение всего комплекса работ, как правило, под силу только специализированным наладочным организациям либо научно-исследовательским или учебным институтам, располагающим соответствующими кадрами специалистов.

Измерения расходов турбин в руслах нижнего или верхнего бьефов более просты. Они проводятся на специально оборудованных гидрометрических створах или существующих постах гидрометслужбы в соответствии с «Наставлениями гидрометсорологическим станциям и постам» [12]. При определении расходов принципиально возможно применение любого из рекомендованных наставлением способов: «скорость — площадь», способом смещения, посредством гидрометрических лотков, мерных водосливов, объемным способом и др. Однако практически только первый из перечисленных способов «скорость — площадь» может и действительно изредка применяться на небольших гидроэлектростанциях для определения турбинных расходов. При этом скорости измеряются гидрометрическими вертушками. Остальные способы не применяются ввиду необходимости строить в русле специальные сооружения, а также из-за невозможности измерения больших расходов. Например, способом смещения возможно измерение расхода в пределах до 3—5 м³/с, тонкостенными водосливами — до 10 м³/с, мерными водосливами практического профиля и с широким порогом — до 50 м³/с, а это во многих случаях

меньше пропускной способности даже одной турбины.

Применение гидрометрических вертушек для определения турбинного расхода путем измерения скоростей в нижнем или верхнем бьефах возможно для любого расхода. Однако использование их в значительной степени ограничено по многим причинам, связанным со специфическими условиями работы вертушки в бьефах, отличными от условий, при которых производятся аналогичные измерения в естественных руслах. Во-первых, при испытаниях турбин к точности предъявляются более высокие требования, чем могут дать вертушечные измерения при способе «скорость — площадь», достигающие в открытых руслах 3—5%. Во-вторых, сложно, а в ряде случаев практически невозможно учесть посторонние поступления воды к створу измерений — сбросы через гидротехнические сооружения, протечки через неплотности затворов водосбросов и направляющие аппараты неработающих гидротурбин, фильтрацию через земляные плотины и под сооружениями гидроузла и т. п., которые необходимо вычесть из общего измеренного расхода, чтобы определить расход, прошедший только через гидротурбину (или гидротурбины). Неучет или неточный учет каждого вида посторонних поступлений сказывается на точности определения турбинного расхода. При этом чем большая доля посторонних расходов будет в общем измеренном, тем менее точен результат. В связи с тем, что измерения расходов в русле довольно продолжительны по времени, не всегда возможно поддерживать в нем установившийся режим водотока, который нарушается из-за обычно пикового режима работы гидроэлектростанции, что также снижает надежность измерений.

б) Эксплуатационные измерения

Осуществляются по эксплуатационным характеристикам оборудования или с использованием автоматических турбинных водомеров. Безусловно, что более удобным является учет воды автоматическими водомерами.

Существующие у нас в стране типы турбинных водомеров непосредственно расхода воды не измеряют, а лишь преобразуют какие-либо показатели работы гидроагрегата (перепад давления в двух точках спиральной камеры, открытие направляющего аппарата, угол разворота лопастей) в расход или сток. Водомеры со-

стоят из двух комплектов приборов — первичного прибора, измеряющего этот параметр и преобразующего его в электрический сигнал, и вторичного — преобразующего полученный сигнал в величину, фиксирующую расход или сток. Вторичный прибор может быть выполнен как показывающий непосредственно значение расхода, проходящего через турбину, или в виде записывающего устройства или суммирующего сток воды нарастающим итогом.

Для определения расхода по водомерам показания водомеров снимаются через определенные промежутки времени, осредняются, и таким образом находится среднесуточное значение расхода. Водомеры, имеющие суммирующее устройство, требуют снятия показаний всего 1 раз в сутки. Разница показаний водомера за текущие и предыдущие сутки позволяет определить объем прошедшей через гидротурбину воды, а при делении полученного объема на 24 ч — среднесуточный расход.

Поскольку водомеры определяют турбинный расход по связи с другими измеренными величинами, а не непосредственно, установке водомеров обязательно предшествует нахождение этой связи. Эта зависимость находится путем организации специальных испытаний и проводится специализированными организациями. О конструкциях турбинных водомеров, опыте их наладки и эксплуатации сказано в гл. 4.

На большинстве гидроэлектростанций учет воды через турбины проводится по характеристикам, поэтому более подробно остановимся на этом способе.

Рассмотрим основные принципы определения турбинного расхода по эксплуатационным характеристикам.

Как известно, расход гидротурбины зависит от нагрузки, напора и к. п. д. и определяется зависимостью

$$Q = \frac{N}{9,81 H_p \eta}, \quad (2-1)$$

где N — нагрузка гидроагрегата, кВт; H_p — рабочий напор, м; η — коэффициент полезного действия гидроагрегата.

Эксплуатационные характеристики турбин графически отражают эту зависимость между расходом, напором, мощностью и к. п. д. (рис. 2-1). Обычно они строятся на основании модельных испытаний и выдаются гидроэлектростанции заводом — изготовителем турбин.

Во многих случаях заводские характеристики проверяются и уточняются натурными испытаниями.

Для практических целей учета стока воды эксплуатационные характеристики не очень удобны, поскольку

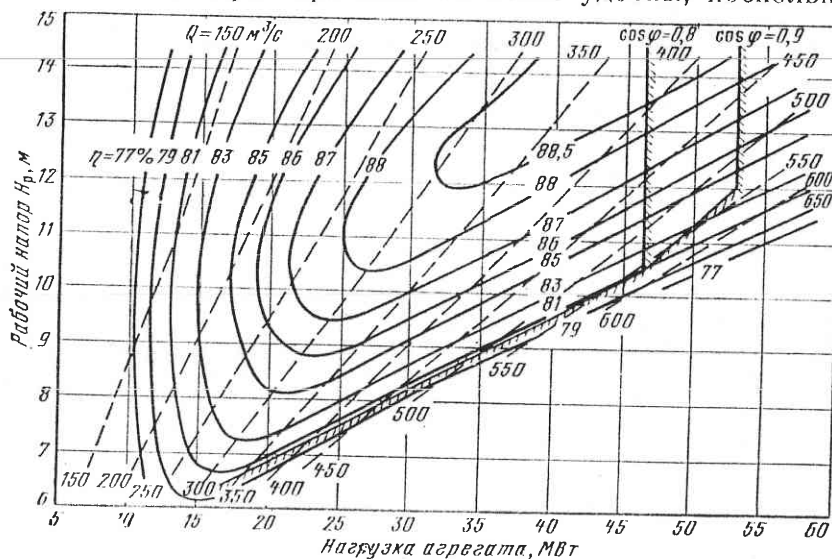


Рис. 2-1. Универсальная эксплуатационная характеристика гидроагрегата.

включают еще ряд параметров, не имеющих прямого отношения к определению расхода. Поэтому они нередко перестраиваются в расходные характеристики, отража-

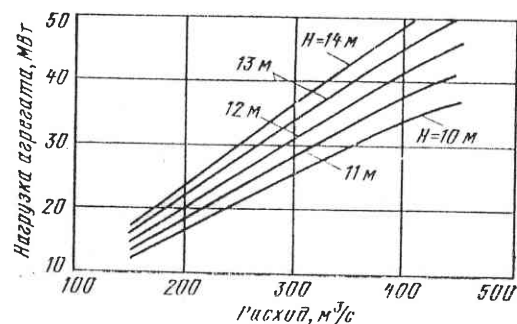


Рис. 2-2. Расходная характеристика гидроагрегата.

ющие зависимость лишь между тремя параметрами: мощностью N , расходом Q и напором H , что значительно упрощает сам график и пользование им.

На рис. 2-2, 2-3 показаны такие характеристики, построенные для различных турбин и условий работы тур-

бины при различных напорах. Точность определения расхода в большой степени зависит как от интервала между кривыми, так и от опытности персонала, производящего расчеты. При необходимости получать более точные значения расходов кривые строят чаще, например с интервалом по напору в 0,5 м или меньше. Однако следует иметь в виду, что при увеличении количества кривых график становится более насыщенным, кривые, сближаясь между собой, затрудняют проведение отсчетов по ним; это вынуждает переходить на более круп-

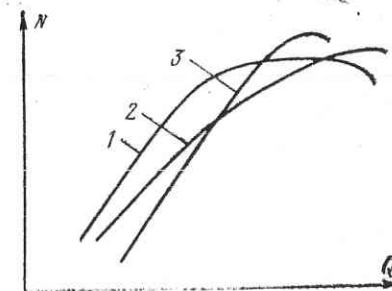


Рис. 2-3. Характеристика гидротурбин.

1 — поворотной-лопастной; 2 — радиально-осевой; 3 — пропеллерной.

ные масштабы самого графика, что практически возможно лишь до некоторого предела.

Высокой точности отсчета возможно добиться, если расходные характеристики оформить в табличной форме. Для составления таблицы специально строятся расходные характеристики с небольшим интервалом по напору и в достаточно крупном масштабе, обеспечивающем снятие показаний с требуемой точностью.

Недостатком табличной формы является меньшая наглядность по сравнению с графической, где ясно прослеживается характер изменения расхода в зависимости от мощности и напора.

Для определения расходов по эксплуатационным характеристикам или таблицам необходимо знать мощность, с которой работает гидроагрегат, и напор. Измерения этих параметров производятся эксплуатационным персоналом по установленным на гидроэлектростанции приборам — ваттметрам, уровнемерам. Периодичность измерений на разных гидроэлектростанциях различна и колеблется от ежесуточных до 1 раза в сутки. Естественно, чем чаще снимаются показания ваттметров и уровнемеров, тем точнее определяется среднее за сутки значение

мощности и напора, а следовательно, и более точно может быть найден средний суточный расход воды, прошедшей через гидротурбину.

Очень удобным и достаточно надежным в отношении точности является способ определения турбинного расхода по количеству выработанной гидроагрегатом электроэнергии.

Установленные на гидроэлектростанции счетчики выработки электроэнергии обычно имеют класс 1,0, реже 1,5—2,0; регулярно проверяются, как правило, находятся в хорошем состоянии и могут служить надежными приборами для учета не только электроэнергии, но и воды, являясь своеобразными турбинными водомерами.

Для учета воды показания счетчика снимаются в одно и то же время 1 раз в сутки. Делением полученной выработки на число часов работы гидроагрегата находят его среднесуточную нагрузку. По вычисленной нагрузке для определенного напора по расходной характеристике находится среднесуточный расход воды через турбину. Если гидроагрегат работает без остановок в течение суток, то определение расхода через него упрощается. В этом случае не требуется проводить подсчет времени работы гидроагрегатов — суточная выработка электроэнергии делится на 24 ч.

Переход от количества выработанной электроэнергии к объему стока воды, прошедшей через турбину, можно осуществить (и на некоторых гидроэлектростанциях это практикуется), минуя промежуточное определение средней мощности гидроагрегата. Для этого необходимо иметь данные об удельных расходах воды на выработку 1 кВт·ч электроэнергии при различных режимах работы турбины. Умножив общее количество выработанной за определенный промежуток времени (например, сутки) электроэнергии Σ , кВт·ч, на удельный расход ΔW воды на 1 кВт·ч [$\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$], получим объем стока W , м^3 , прошедший за данный промежуток времени.

2-3. Погрешности определения расхода воды через гидроагрегаты

Определение расхода воды через гидротурбину независимо от того, осуществляется ли оно посредством автоматических водомеров или с помощью эксплуатаци-

онных характеристик, проводится с некоторой погрешностью. Рассмотрим основные, наиболее частые причины погрешностей.

а) Погрешности при учете воды по водомерам

При учете воды по водомерам возможны следующие погрешности: из-за неточных показаний водомера, определяемого классом используемых приборов; из-за неправильной или неточной наладки водомера; из-за нарушения в процессе эксплуатации связи, характеризующей отношение между измеряемой величиной и расходом; из-за выхода из строя или нарушения работы отдельных узлов водомера; из-за методологической ошибки, возникающей при подсчете средних суточных значений расхода турбины по показаниям водомера.

Рассмотрим каждую из перечисленных причин.

В табл. 4-2 приведены типы и класс точности основных установленных на наших ГЭС водомеров. Как видим, все типы водомеров по классу удовлетворяют основному требованию инструкции по учету стока воды на гидроэлектростанциях [7], обеспечивая получение результатов с погрешностями в пределах 2—3%. Правда, следует отметить, что требования к точности измерения столь велики, что близки к возможностям самих приборов, и необходимо при пользовании водомерами быть внимательными, не допуская погрешностей, которые в сумме с приборными могут привести к превышению допустимых.

Большое значение имеет правильная наладка установленных на гидроэлектростанции водомеров. Поскольку водомеры непосредственно измеряют не расход, а некоторые параметры работающей турбины — перепад давления в спиральной камере, открытие направляющего аппарата, угол разворота лопастей, то в первую очередь необходимо располагать точной зависимостью между этой измеряемой величиной и расходом. Лучше всего, когда непосредственно перед наладкой водомера эта зависимость проверяется натурными измерениями. При невозможности проведения таких измерений приходится использовать зависимости, полученные ранее, или проектные данные. Использование ранее полученных зави-

симостей или проектных данных менее надежно по точности, а чем большая погрешность заложена в них, тем больше погрешность будет при наладке самого расходамера.

Существующие в период наладки водомеров зависимости расхода от измеряемого параметра турбин могут в процессе эксплуатации нарушиться в результате частичного износа проточных частей турбины, восстановительных ремонтов, рассогласования комбинаторной зависимости между углом разворота лопастей и открытием направляющего аппарата турбины, появления люфтов в механизмах перемещения и по другим причинам. Поэтому налаженные по ним водомеры могут со временем давать неправильные показания и, следовательно, приводить к ошибкам сверх допустимых.

Правильно налаженный водомер может в процессе эксплуатации давать ненадежные показания или вообще выйти из строя из-за износа или поломки отдельных узлов прибора, коррозии его металлических деталей, засорения точек отбора давления из спирали, заиливания системы передачи давления и по другим причинам. Поэтому требуются как периодическая ревизия самих приборов водомера (первичного и вторичного), так и контроль за системой отбора и передачи давления и состоянием гидротурбинного оборудования. Периодичность ревизии водомеров и правила его эксплуатации излагаются в соответствующих инструкциях по прибору. Эти правила должны обязательно выполняться, что обеспечит надежную работу водомера.

Методологическая погрешность возникает по следующей причине. Если водомер имеет только показывающее устройство, но не оборудован сумматором по стоку, то среднее суточное значение расхода находится как среднее арифметическое из измерений, проведенных в течение суток. Чем чаще производится измерение, тем более надежен по точности окончательный результат. При недостаточном числе измерений, особенно если в период между ними меняется расход турбины, в вычисленном среднесуточном значении расхода может быть ошибка даже при правильной работе самого водомера. Эта ошибка исключается при использовании суммирующих устройств, поскольку в этом случае средний суточный расход определяется делением объема стока на время между измерениями.

Использование сумматора стока для определения среднего суточного расхода турбины требует строго соблюдать время снятия показаний и производить их в одни и те же определенные моменты суток. Несоблюдение этого может привести к погрешностям. Например, разница снятия показаний сумматора в разрезе суток всего на 10—15 мин приводит к ошибке в определяемой величине расхода около 1%, т. е. ровно настолько, насколько эта разница отличается от 24 ч. В данном случае значение ошибки не зависит от класса измерительного прибора, правильности его наладки и работы.

Таким образом, правильное определение расхода по водомерам требует надежной однозначной связи между измеряемой величиной и расходом, исправного правильно налаженного прибора, правильно выбранной методики подсчета среднего суточного значения расхода. Несоблюдение хотя бы одного из перечисленных факторов может приводить к недопустимым погрешностям в учете стока.

Погрешности при учете воды по эксплуатационным характеристикам

Использование эксплуатационных характеристик для учета турбинного расхода воды предполагает измерения мощности гидроагрегата и напора, при котором гидроагрегат работает, и нахождение по характеристике расхода, соответствующего этим измерениям.

В соответствии с этим возможны погрешности:

- из-за неточности самой эксплуатационной характеристики;
- из-за неточного измерения мощности гидроагрегата;
- из-за неточного измерения напора;
- из-за методической ошибки, связанной с неправильным подсчетом среднего суточного значения расхода.

Эксплуатационные характеристики имеют достаточную точность для целей учета стока. Если они построены на основании натурных энергетических испытаний, то погрешность определения расхода по ним находится обычно в пределах 1,0—2,0%. В случае, когда испытания турбин не проводились и гидроэлектростанция располагает только заводскими характеристиками, определение расхода может быть менее точным. В среднем, как показывают многочисленные проверки, отклонение заводских данных от действительных (натурных) обычно не превышает 2—3%; с такой же погрешностью будет

определяться по ним расход. Однако в отдельных случаях отклонение заводских значений к. п. д. от фактических может достигать 4—6% и больше из-за износа рабочих колес и проточной части, нарушения оптимальной комбинаторной зависимости у поворотно-лопастных типов турбин и по другим причинам. При оптимальной комбинаторной зависимости открытие направляющего аппарата турбины находится в таком соотношении с углом разворота лопастей рабочего колеса, что при любом режиме работы гидроагрегата имеет место максимальное значение к. п. д. Заводские характеристики построены именно для оптимальной комбинаторной зависимости. Определение расхода через турбину, у которой нарушена оптимальная комбинаторная зависимость, будет всегда приводить к занижению расхода против фактически пропускаемого. Степень занижения зависит от того, насколько велико расхождение фактической комбинаторной зависимости от оптимальной.

Погрешности определения турбинного расхода из-за неточностей, допускаемых при измерениях напора и мощности, могут колебаться в довольно широких пределах и зависят от многих факторов — режимов работы гидроагрегата, типа турбины, методики учета потерь напора и др. В ряде случаев выявить эту зависимость довольно трудно, и поэтому персонал гидроэлектростанции иногда не учитывает их, допуская ошибки при подсчете расхода турбин. В последующем в § 2-4, 2-5 подробно рассмотрена методика производства измерений напора и мощности, возможные ошибки, возникающие при этом. На конкретных примерах рассмотрено, каких значений могут достигать ошибки в зависимости от различных местных условий, сделаны некоторые рекомендации по устранению или уменьшению их. Несколько предваряя выводы, которые будут сделаны ниже, скажем, что учет стока воды через гидротурбины с использованием эксплуатационных характеристик может быть налажен достаточно качественно в пределах требуемой точности, т. е. 2—3%.

2-4. Измерение напора гидротурбин и учет потерь

Значительная ошибка определения расхода воды через гидротурбину может возникнуть из-за неправильно или неточного определения действительного напора

турбины. Особенно существенно эта ошибка сказывается на низконапорных гидроэлектростанциях, так как одна и та же погрешность измерения напора в процентном отношении для низконапорных гидроэлектростанций больше, чем для средне- и высоконапорных.

Здесь и в дальнейшем мы будем относить к низконапорным гидроэлектростанциям с напором до 20 м, средненапорным — с напором до 60—70 м, высоконапорным — с напором выше 70 м.

Общая погрешность определения напора складывается из погрешности в измерениях уровней воды верхнего и нижнего бьефов; погрешности в определении потерь напора на сороудерживающих решетках; погрешности в определении потерь напора по длине водопроводящего тракта; погрешности из-за осреднения напора за измеряемый промежуток времени; погрешности из-за неучета эжекционного эффекта; погрешности из-за сгонно-нагонных явлений (островной депрессии).

Перечисленные погрешности могут иметь различное значение и знак в зависимости от местных условий и квалификации эксплуатационного персонала, проводящего измерения. Значение погрешности может колебаться в широких пределах, которое заранее трудно установить ввиду многообразия причин, влияющих на нее.

Измерение напора на каждом гидроузле всегда включает все перечисленные виды погрешностей. Чаще бывает, что преобладают два — три вида, а остальные отсутствуют или настолько малы, что могут не учитываться, поскольку практически не оказывают влияния на окончательный результат.

Рассмотрим отдельно каждый вид погрешностей при измерении напора.

а) Измерения уровня воды в бьефах и приборные погрешности

Погрешности измерений уровней воды в бьефах зависят как от места установки измерительного прибора, так и от его конструкции. Влияние места установки на точность измерений в большей степени относится к первичному прибору, место для которого должно выбираться особенно тщательно. Желательно, чтобы в этом месте были минимальные ветровые и волновые колебания уровня воды, чтобы за счет скоростей потока не было

местных (локальных) понижений или повышений уровней. Место установки должно быть удобным для осмотра, ревизии, ремонтов прибора, по возможности защищенным от плавающих бревен, топляков, сора и др. Прибор должен обеспечивать надежную работу при ледоставе и не повреждаться при подвижке льда или ледоходе, при заплывании бьефов. Показания приборов должны характеризовать положение уровня бьефа по всему фронту водосбросного сооружения или гидроэлектростанции. Последнее требование для правильного измерения напора в ряде случаев трудно выполнимо, особенно при широких бьефах. При широких бьефах не исключено, что в ряде мест, значительно удаленных от измерительного прибора, будет наблюдаться отклонение фактического положения уровня воды от измеряемого.

Все перечисленные факторы обязательно должны учитываться при выборе и оборудовании поста наблюдения за уровнем воды, что обеспечит получение надежных результатов и сохранит сам прибор от преждевременного выхода из строя.

Погрешность измерения за счет приборов, так называемая приборная погрешность, определяется их классом. Мы не будем рассматривать и соответственно оценивать возможные погрешности из-за неисправности отдельных узлов приборов, смещения нуля отсчета, из-за неправильной установки или наладки их. Эти виды погрешностей, которые бывают иногда, нельзя относить к приборным, так как они не характеризуют точности самого прибора, а говорят только о неисправности прибора, недостатках его наладки или эксплуатации. Периодической проверкой данные погрешности необходимо выявлять и устранять.

Установленные на гидроэлектростанции уровнемеры и перепадомеры (ДСУ-1, ПУ-4, ПГР5, ПГР7 и др.) имеют класс 2,0, 2,5.

Как правило, приборы находятся в исправном состоянии и не вызывают каких-либо претензий со стороны обслуживающего персонала. Опыт их эксплуатации показывает, что погрешности исправных приборов, измеряющих уровни и напоры, обычно невелики и находятся в пределах класса точности. С известной условностью можно оценить их в среднем $\pm 1\%$ измеряемого напора.

В соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей уровни воды в бье-

фах, а также перепады напора на сороудерживающих решетках должны измеряться приборами с дистанционной передачей показаний на щит управления гидроэлектростанций. Нули всех водомерных реек или устройств должны быть приведены к единой системе отметок и периодически проверяться нивелировками. Поэтому для контроля за правильностью работы уровнемеров желательно рядом с первичным прибором иметь обычную водомерную рейку. Очень удобной будет рейка, непосредственно нарисованная масляной краской на самом гидротехническом сооружении — бычке, береговом устое и т. п. Занивелированная водомерная рейка, прикрепленная к сооружению или нарисованная на нем, обеспечивает простой и надежный контроль за уровнемером, позволяя при необходимости проводить наладку прибора или корректировку его показаний.

б) Определение потерь напора на сороудерживающих решетках

Точное определение действительного напора на гидроэлектростанции во многих случаях зависит от правильного определения потерь напора на сороудерживающих решетках. В первую очередь это относится к низконапорным гидроэлектростанциям, где эти потери могут составлять существенную часть по отношению к полному напору. В меньшей степени точность учета потерь на сороудерживающих решетках сказывается на средненапорных гидроэлектростанциях и практически не сказывается на высоконапорных.

Потери на сороудерживающих решетках непостоянны, могут меняться в течение суток и в сильной степени зависят от состояния верхнего бьефа. При наличии плавающего мусора (в паводок), древесины, шуги или льда (зимой) они могут быть значительными и, наоборот, при чистом верхнем бьефе — небольшими и мало отличаться от проектных данных.

Другим фактором, влияющим на потери напора на решетках, является нагрузка гидроагрегата. При больших нагрузках, а следовательно, и расходах воды увеличивается скорость потока в створе решеток и пропорционально квадрату скорости возрастают на них потери. Сочетанием этих двух факторов — степенью засоренности бьефа и изменением нагрузок гидроагрегата в течение суток — определяются общие потери.

Интересная методика оперативного контроля за потерями напора на решетках осуществлена в Ленэнерго [1]. Среднесуточное значение потерь напора определяется по формуле

$$\Delta h_{cp} = k (Q_{cp}/Q_m)^2 \Delta h_m,$$

где k — коэффициент, зависящий от конфигурации суточного графика нагрузки гидроэлектростанции, равный 0,7—1,0; Q_m — расход турбины, измеренный в часы максимума, м³/с; Q_{cp} — среднесуточный расход турбины, м³/с; Δh_m — потери напора на решетках, измеренные в часы максимума нагрузки, м.

Сопоставление вычисленных по этой формуле значений потерь с натурными измерениями показало их достаточную сходимость. Так, при максимальных потерях до 60 см расхождение не превышало ± 3 см. При этом более надежные данные получались при нагрузках на гидроэлектростанции, близких к максимальным.

Использование этой формулы оказалось удобным, позволило проводить гидротехнической службе Ленэнерго ежедневный контроль за состоянием решеток и, кроме того, позволяет осуществить внедрение АСУ.

На гидроэлектростанциях с малым числом гидроагрегатов (три — пять) потери на решетках могут учитываться для каждого агрегата отдельно по фактически измеренному значению. Наиболее удобно измерять их с помощью перенадомеров, устанавливаемых на каждом агрегате, а при отсутствии — по водомерным рейкам.

На многоагрегатных гидроэлектростанциях учет потерь по каждому гидроагрегату требует больших затрат времени даже при оборудовании их перенадомерами, не говоря уже о водомерных рейках. В некоторых случаях возможно упрощение учета потерь напора на решетках осреднением их и принятием среднего значения. Если средние потери напора на решетках изменяются незначительно, что устанавливается соответствующими наблюдениями, допустимо принять их в качестве постоянной величины. Естественно, что в этом случае напор будет определяться с некоторой погрешностью. Остановимся на этом подробнее.

В зависимости от засоренности бьефа, напора, характера графика суточной нагрузки гидроэлектростанции и других факторов величина и знак погрешности учета стока воды через турбины из-за осреднения потерь

напора различны и могут колебаться в широких пределах. Чтобы почувствовать, насколько велика может быть эта погрешность, рассмотрим какую-либо многоагрегатную низконапорную гидроэлектростанцию, например Саратовскую, при работе ее в паводок, когда напор минимальный. Одновременно на этом примере покажем методику осреднения, потерь напора и определение допускаемой при этом погрешности.

В здании гидроэлектростанции размещен 21 вертикальный гидроагрегат с пропускной способностью 720 м³/с и два горизонтальных капсульных гидроагрегата — 520 м³/с при расчетном напоре 10,6 м. Гидроагрегаты совмещены в одном блоке с водосбросными галереями.

Эксплуатационные характеристики турбин построены с учетом потерь напора в подводящих устройствах в размере 0,1—0,3 м.

Сороудерживающие решетки каждого агрегата состоят из трех секций шириной по 12,5 м. Перепады на решетках измеряются на каждой секции 2 раза в сутки — утром и вечером. Измерения проводятся мерной лентой с отвесом и только за решеткой; перед решеткой измерять уровни воды затруднительно из-за наличия плавающего мусора. Поэтому перепад определяется вычитанием из уровня верхнего бьефа (который измеряется сельсинными установками и принимается одинаковым на всем водозаборном фронте гидроэлектростанции) измеренного уровня воды за решетками.

В табл. 2-1 приведены данные о перепаде на решетках за одни сутки при напоре на гидроэлектростанции 7,3 м. В это время большинство гидроагрегатов несло постоянную нагрузку, близкую к 40 МВт, и лишь два агрегата работали с нагрузкой около 20 МВт. Какой-либо зависимости между значением нагрузки и потерями напора на сороудерживающих решетках из-за различной степени их засоренности не обнаруживается; при меньших нагрузках иногда даже наблюдаются большие потери на решетках (агрегат № 1: нагрузка 24 МВт, перепад 75 см; агрегат № 2: нагрузка 20 МВт, перепад 111 см; агрегаты № 6—16: нагрузка 38—40 МВт, перепад на решетках 20—25 см). Это свидетельствует о том, что в данном случае фактором, определяющим потери напора на сороудерживающих решетках, является наличие плавающего мусора, а не нагрузка гидроагрегата.

Большое расхождение в значениях перепадов наблюдается на разных секциях решеток, при этом в большинстве случаев максимальный перепад — на левых и минимальный — на правых секциях.

Минимальное среднее значение потерь напора на решетках наблюдалось во время утренних измерений на правых секциях и составляло 25 см, максимальное — во время вечерних измерений на левых секциях 64 см. Измерения из-за значительного волнового колебания были проведены не во всех секциях сороудерживающих решеток.

Среднесуточное значение потерь напора было максимальным на секциях агрегата № 2 и составляло 111 см, минимальное — на секциях агрегата № 10 и составляло 14 см. Среднесуточные потери напора на всех секциях гидроэлектростанции по данным утренних и вечерних измерений составили 36 см. По отношению к полному

напору 7,3 м погрешность из-за неучтенной потери напора составляет для агрегата № 2 15%, агрегата № 10 — 2%, в целом по гидроэлектростанции — 5%.

Как видим, даже при неблагоприятных условиях — очень малом напоре и больших потерях — общая погрешность по гидроэлектростанции составляет 5%. Если те же самые значения потерь напора

Таблица 2-1

Номер агрегата	Нагрузка агрегата, МВт	Потери напора на решетках, см						Среднесуточные потери напора на решетках, см
		Утренние измерения на секциях			Вечерние измерения на секциях			
		левой	средней	правой	левой	средней	правой	
1	24	82	82	52	90	80	65	75
2	20	127	122	97	110	110	98	111
3	39	32	25	12	—	30	25	25
4	38	44	47	32	45	55	45	45
5	37	—	—	—	—	—	—	—
6	40	—	32	17	—	30	—	26
7	39	42	22	12	50	17	5	25
8	39	52	42	37	55	55	50	48
9	38	32	32	32	—	35	—	33
10	38	19	12	7	—	20	—	14
11	39	32	27	14	—	28	—	25
12	39	47	17	12	45	25	—	29
13	40	32	12	7	—	17	—	17
14	40	32	12	—	—	25	—	23
15	39	22	12	12	—	25	—	18
16	39	27	22	17	—	22	—	22
17	32	52	35	9	55	40	25	36
18	41	52	62	37	63	70	45	55
19	38	22	—	17	—	30	—	23
20	38	—	—	—	—	—	—	—
21	34	—	—	—	—	—	—	—
Среднее значение	37	44	36	25	64	40	45	36

на решетках будут иметь место на других гидроэлектростанциях, имеющих больший напор, то, естественно, они будут иметь меньшее влияние на учет стока, чем для Саратовского гидроузла. Так, для низконапорных гидроэлектростанций с напором 20 м погрешность от неучтенных потерь напора на решетках составит 1,8%, для средненапорных гидроэлектростанций с напором 20—60 м — 1,8—0,6% (в среднем 1,2%), высоконапорных гидроэлектростанций с напором свыше 60 м — менее 0,6%.

Рассмотрим вариант, когда потери напора на решетках учитываются постоянной величиной, равной среднеарифметическому значению потерь на всех гидроагрегатах, т. е. 36 см.

В этом случае на гидроагрегате № 2 ошибка в среднесуточном напоре составит $111 - 36 = 75$ см, или по отношению к полному на-

пору примерно 10%, а на гидроагрегате № 10 $14 - 36 = -22$ см, или —3%. В целом по гидроэлектростанции ошибка в напоре сведется к нулю.

В различные дни значение среднесуточных потерь на решетках в среднем по всей гидроэлектростанции колеблется в пределах 10—15 см по отношению к некоторой средней величине. Таким образом, для Саратовской ГЭС принятие величины напора на решетках в качестве постоянной величины может приводить к погрешности около 1—2% по отношению к напору 7,3 м.

Аналогичные потери напора на решетках, отнесенные к другому напору на гидроэлектростанции, дадут другие значения относительных погрешностей. Например, при напоре на гидроэлектростанции, близком к расчетному (9,7 м), погрешность уменьшается до 0,7—1,5%. При большем напоре относительные погрешности еще более уменьшаются: для низконапорных гидроэлектростанций с напором 20 м они составят около 0,7%, для средненапорных гидроэлектростанций — до 0,2—0,7% и высоконапорных — менее 0,2%. Необходимо при этом подчеркнуть, что полученные значения погрешностей для гидроэлектростанций разного напора не являются граничными (максимальными или минимальными), учитывающими все многообразие условий их работы. Они имеют ориентировочное, оценочное значение для некоторых средних условий эксплуатации гидроэлектростанции. При чистом верхнем бьефе перепады на решетках могут быть меньше, а следовательно, и погрешности будут меньшими, чем приведены. И наоборот, погрешности могут быть несколько большими с увеличением перепада на решетках и неравномерности распределения его между отдельными гидроагрегатами в течение суток.

Учет потерь напора в качестве постоянной величины значительно сокращает время по определению рабочего напора и вместе с тем обеспечивает достаточную точность этого определения. Однако следует подчеркнуть, что введение постоянных поправочных коэффициентов, учитывающих потери, возможно только после проведения соответствующего анализа фактических результатов измерений, подобного рассмотренному по Саратовской ГЭС. В периоды большого поступления плавающего сора перепады напора на сороудерживающих решетках и диапазон их колебаний могут оказаться настолько большими, что это исключит возможность применения постоянного коэффициента. В таком случае необходимы непосредственные измерения потерь напора.

в) Определение потерь напора по длине водопроводящего тракта

На деривационных гидроэлектростанциях, особенно высоконапорных или имеющих длинный деривационный трубопровод, потери напора могут иметь заметное зна-

чение, и неправильный учет их приводит к ошибке в измерении рабочего напора.

Как известно, потери напора по длине водопроводящего тракта пропорциональны квадрату скорости потока. Они обычно определяются во время специальных гидроэнергетических испытаний гидроагрегатов или в процессе эксплуатации и должны обязательно учитываться при построении расходных эксплуатационных характеристик турбин. В противном случае это может привести к неправильному подсчету расходов воды через турбину. Рассмотрим конкретные примеры.

При натурных исследованиях гидротурбины Свистухинской ГЭС эксплуатационные характеристики строились для изолированной работы каждой. Вместе с тем две турбины на этой гидроэлектростанции имеют один деривационный трубопровод. При совместной работе обеих турбин, присоединенных к одному трубопроводу, скорости в последнем увеличиваются в 2 раза, а потери напора соответственно в 4 раза, и эксплуатационные характеристики каждой из турбин отличаются от тех, которые были определены при изолированной работе каждой турбины. Неучет дополнительных потерь напора за счет этого привел к тому, что измеряемые расходы через турбины гидроэлектростанции значительно занижались. Это в свою очередь приводило к небалансу стока на канале между водозабором в деривацию, где регулярно проводились измерения расхода, и Свистухинской ГЭС, расположенной ниже.

На Каратайской ГЭС в процессе строительства было допущено отступление от проекта. Деривационный металлический трубопровод был сделан несколько меньшего диаметра. Уменьшение живого сечения трубопровода привело к увеличению скоростей потока в нем и, следовательно, к увеличению потерь напора по длине водопроводящего тракта. В результате установленные на гидроэлектростанции гидроагрегаты не набирали полной проектной мощности.

Как видим, неправильное определение потерь напора по длине водопроводящего тракта может приводить не только к ошибке в учете стока, но даже оказывать существенное влияние на располагаемую мощность гидроэлектростанции.

В эксплуатационных условиях потери по длине напорного тракта определяются по показаниям двух манометров, установленных в начале и в конце водопроводящего тракта. Общие потери по длине водопроводящего тракта определяются выражением

$$h_w = \left(z_1 + p_1 + \frac{v_1^2}{2g} \right) - \left(z_2 + p_2 + \frac{v_2^2}{2g} \right),$$

где z_1 , p_1 , $\frac{v_1^2}{2g}$ — соответственно положение манометра, отсчет по манометру и скоростной напор (в сечении, где

установлен манометр) в начале водопроводящего тракта z_1 , p_1 , $\frac{v_1^2}{2g}$ — то же в конце водопроводящего тракта.

г) Погрешности из-за неучета эжекционного эффекта

На гидроэлектростанциях совмещенного типа при включении в работу водосбросных сооружений действующий напор увеличивается за счет понижения уровня воды нижнего бьефа вследствие эжекционного эффекта. В зависимости от сочетания степени открытия затворов водосброса и режимов работы гидротурбины, а также характера распределения сбросного расхода по фронту сооружений гидроузла понижение нижнего бьефа может быть различным. Например, на Дубоссарской ГЭС оно составляет при разных режимах от 0,2 до 0,8 м, на Уч-Курганской ГЭС — около 0,4—1,5 м, на Новосибирской ГЭС — 0,4—1,2 м, на Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС — 0,2—1,0 м, на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина — около 0,8 м [18]. По отношению к полному напору данных гидроэлектростанций это составляет довольно существенное значение 2—8%. Таким образом, если увеличение напора за счет эжекции эксплуатационным персоналом не учитывается или учитывается неверно, расходы воды через гидротурбины будут определяться с погрешностями такого же порядка. Поэтому на совмещенных гидроэлектростанциях обязательно надо вводить поправку к напору за счет эжекции.

Методика определения эффекта эжекции достаточно освещена в литературе, и здесь не будем останавливаться на ней. Кроме того, на каждой совмещенной гидроэлектростанции обычно имеются рекомендации проектной организации по определению напора в условиях эжекции и соответствующие эксплуатационные характеристики турбин и водосбросов, которыми и следует руководствоваться. В случае отсутствия таких рекомендаций или необходимости уточнить проектные данные необходимо проводить специальные натурные испытания. Работы эти, а также и анализ полученных данных достаточно сложны и поэтому могут проводиться, как правило, только специалистами проектных, научных или специализированных наладочных организаций.

д) Погрешности из-за ветровых сгонно-нагонных явлений

Изменение напора за счет ветрового нагона (сгона) характерно для гидроэлектростанций, имеющих водохранилища значительных размеров. Подъем или понижение уровня воды из-за ветра может существенно исказить картину водного баланса водохранилища, привести к ошибкам в оценке приточности к створу сооружений и количества воды, забранной из водохранилища. Однако на точность учета стока воды, непосредственно проходящего через турбины и водосбросы гидроэлектростанции, сгонно-нагонные явления не оказывают никакого влияния, поскольку изменение положения уровня верхнего бьефа фиксируется уровнемерами и соответственно учитывается при определении напора, а следовательно расхода.

В некоторых случаях из-за ветрового воздействия наблюдается поперечный перекося уровня воды перед фронтом сооружений, что особенно заметно на многоагрегатных гидроэлектростанциях. При этом напоры на отдельных гидроагрегатах будут отличаться друг от друга. В результате возможна погрешность в учете стока воды через турбины, если напор для них принимается один и тот же как постоянная для всех турбин величина. Однако на практике поперечные перекося уровня верхнего бьефа обычно если и бывают, то незначительны, к заметным ошибкам не приводят, и поэтому в большинстве случаев их не учитывают совсем.

е) Погрешности из-за осреднения напора за измеряемый промежуток времени

Наиболее точное определение среднесуточного расхода возможно, если на каждом из гидроагрегатов проводить почасовые измерения напора и нагрузки, определять расход турбин за каждый час, а среднесуточное значение находить как среднее из почасовых измерений. Эта методика проста, надежна и часто применяется на гидроэлектростанциях с малым числом гидроагрегатов. На многоагрегатных гидроэлектростанциях почасовое измерение расхода на каждом из гидроагрегатов проводится значительно реже, поскольку это связано со значительным объемом работ и соответственно отнимает много

времени у эксплуатационного персонала. Здесь чаще применяется другая методика — среднесуточный расход находится по средним за сутки значениям нагрузки и напора. При этом количество измерений напора в течение суток может быть различно или, как в предыдущем случае, каждый час или реже.

Независимо от общего количества измерений, если в расчеты вводить среднее арифметическое значение напора, то это будет приводить к некоторой погрешности в учете стока воды через турбины. Как известно, в зависимости от нагрузки гидроагрегата и напора меняется расход, проходящий через турбину. Чем больше нагрузка, тем больший требуется расход, а чем выше напор на гидроэлектростанции, тем расход воды будет меньше для получения одной и той же мощности. Работа с переменным графиком нагрузки, что характерно для большинства гидроэлектростанций, и при различных напорах приводит к тому, что в различные периоды суток значение напора будет иметь неодинаковое влияние на сток воды через турбины. Например, одно и то же изменение напора в период, когда турбины пропускают максимальное количество воды, т. е. в моменты пиков нагрузки, будет иметь большее влияние на сток, чем в моменты провалов нагрузки, когда расходы минимальные. Поэтому простое арифметическое осреднение напора и нахождение по нему среднесуточного расхода приводят к погрешностям.

По аналогичной причине может неправильно подсчитываться среднесуточный расход по гидроэлектростанции в целом, если напор на гидроэлектростанции учитывать как постоянное среднеарифметическое значение из напоров отдельных гидротурбин. Более точное значение среднесуточных расходов воды через гидротурбины может быть определено только тогда, когда вычисляется средневзвешенный по расходам воды напор.

Определение средневзвешенного напора требует значительной вычислительной работы, поэтому оно обычно не практикуется в настоящее время на гидроэлектростанциях, однако рекомендуется в дальнейшем при внедрении на гидроэлектростанциях или в энергосистеме АСУ ТП.

Расхождение среднеарифметического и средневзвешенного значений напора зависит от многих факторов: графика нагрузки, эксплуатационных характеристик ги-

гидроагрегатов, гидравлических характеристик верхнего и нижнего бьефов и т. п. Чем больше неравномерность суточного графика нагрузки и чем больше в связи с этим колебание напора, тем большей может быть погрешность

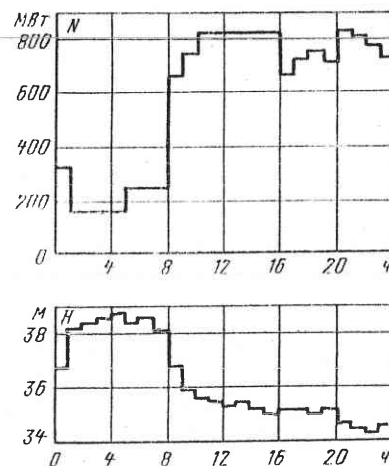


Рис. 2-4. Суточное колебание нагрузок и напоров на Плявинской ГЭС имени В. И. Ленина.

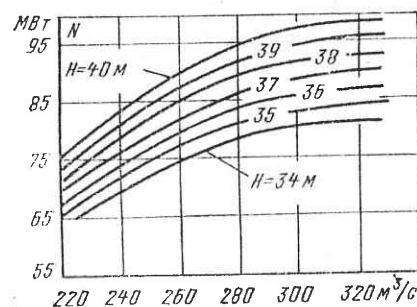


Рис. 2-5. Натурная расходная характеристика гидроагрегата № 2 Плявинской ГЭС имени В. И. Ленина.

(на 11%). Подсчет и сравнение среднеарифметического и средневзвешенного значений напора проводятся в табличной форме (табл. 2-2), расход через гидроагрегаты определяется по натурной расходной характеристике (рис. 2-5).

определения среднесуточного расхода. При базисном режиме работы гидроагрегатов среднеарифметическое и средневзвешенное значения напора одинаковы и погрешность отсутствует.

Чтобы более наглядно представить себе характер возникающей погрешности и оценить ее возможное значение, рассмотрим на примере какой-либо гидроэлектростанции ее определение.

В качестве примера проанализируем порядок расчета напоров на Плявинской ГЭС имени В. И. Ленина, имеющей достаточно неблагоприятные условия с точки зрения получения точного результата по среднеарифметическому напору, а именно, пиковый характер суточного графика нагрузки и значительное колебание в течение суток напора.

Как видно из рис. 2-4, нагрузка в течение суток изменяется от 165 до 825 МВт, т. е. в 5 раз; напор — от 34,3 до 38,7 м

Таблица 2-2

Время, ч	Мощность ГЭС, МВт	Число работающих агрегатов	Напор H , м	Расход одного гидроагрегата, м³/с	Расход ГЭС $Q_{ГЭС}$, м³/с	$HQ_{ГЭС}$
0	330,0	4	36,80	266	1064	39 155
1	165,0	2	38,14	250	500	19 070
2	165,0	2	38,44	248	496	19 066
3	165,0	2	38,53	248	496	19 111
4	165,0	2	38,70	247	494	19 118
5	247,5	3	38,43	248	744	28 592
6	247,5	3	38,60	248	744	28 718
7	247,5	3	38,17	250	750	28 628
8	660,0	8	36,82	266	2128	78 353
9	742,5	9	35,91	278	2502	89 847
10	825,0	10	35,54	286	2860	101 644
11	825,0	10	35,37	289	2890	102 219
12	825,0	10	35,28	290	2900	102 312
13	825,0	10	35,40	288	2880	101 952
14	825,0	10	35,13	293	2930	102 931
15	825,0	10	35,00	297	2970	103 950
16	660,0	8	35,16	293	2344	82 415
17	720,0	9	35,17	293	2560	90 035
18	742,5	9	35,00	297	2673	93 555
19	710,0	9	35,03	297	2555	89 502
20	825,0	10	34,62	320	3200	110 784
21	810,0	10	34,40	330	3240	111 456
22	770,0	10	34,30	335	3120	107 016
23	720,0	9	34,50	325	2840	97 980
24	165,0	2	37,03	261	522	19 330
Среднее значение	568,3	—	36,22	—	2016	—

Суммарное значение расходов через гидроэлектростанцию $\Sigma Q_{ГЭС}$ составило 50 402 м³/с, а $\Sigma HQ_{ГЭС} = 1 786 739$ м⁴/с.

Средневзвешенное значение напора за сутки определяется по формуле

$$H_{\text{ср.взв}} = \frac{\Sigma HQ_{ГЭС}}{\Sigma Q_{ГЭС}},$$

что составило $H_{\text{ср.взв}} = \frac{1 786 739}{50 402} = 35,45$ м.

Разница между среднеарифметическим значением напора 36,22 м и средневзвешенным значением 35,45 м составляет 0,77 м, или около 2%. Среднесуточный расход через турбины, определенный по среднеарифметическому значению напора, будет занижен примерно на столько

же, т. е. на 2% против фактического. Несложный анализ показывает, что средневзвешенный напор для любого пикового графика нагрузки будет всегда меньше среднеарифметического значения напора. Таким образом, существующая методика учета стока через турбины по среднесуточному напору при пиковом графике нагрузок дает занижение расхода против действительного. Занижение зависит от характера суточного графика нагрузки, колебания напора и общего напора на гидроэлектростанции.

Для низконапорных гидроэлектростанций, имеющих аналогичные Плявинскому гидроузлу условия для определения среднесуточного расхода по среднесуточному напору, погрешности будут больше. То же самое расхождение по напору 0,77 м по отношению к полному напору низконапорной гидроэлектростанции (20 м) будет составлять погрешность около 4%; соответственно на средненапорных гидроэлектростанциях (40 м) погрешность будет около 2%, на высоконапорных — до 1%. Таким образом, учет напора по его среднеарифметическому значению может приводить к погрешностям учета стока воды на разных гидростанциях 1—4% и более.

Данный вид погрешности одного знака, т. е. данная погрешность является систематической, поэтому возможно ее устранение введением соответствующей поправки. Для этого на каждой гидроэлектростанции, работающей в пиковом режиме и имеющей заметное колебание напора в пределах суток, следует по рассмотренной выше методике проверить, насколько отличается среднеарифметический напор от его средневзвешенного значения. Такую проверку необходимо делать для какого-либо характерного графика суточной нагрузки или ряда графиков, если нет возможности выделить один характерный. Если расхождение меньше 1%, его можно не учитывать и только при расхождении 1% и более вводить соответствующую поправку в учет стока. Поскольку использование среднесуточного напора дает занижение расхода, поправочный коэффициент будет больше единицы. Если, к примеру, расхождение средневзвешенного напора от среднеарифметического составило 3%, то получаемый расход следует увеличить умножением на 1,03.

На многих гидроэлектростанциях, и в первую очередь имеющих водохранилища большой емкости (например, сезонного или многолетнего регулирования), изменение напора происходит в основном за счет колебания

нижнего бьефа. Верхний бьеф в суточном разрезе колеблется значительно меньше, поскольку имеется значительная регулирующая емкость. Для таких гидроэлектростанций полный среднесуточный напор рекомендуется определять следующим образом. Положение верхнего бьефа принимается постоянным, как его среднее значение за сутки, а уровень нижнего бьефа — как среднее значение за время работы агрегатов. Разностью между этими значениями определяется полный среднесуточный напор. Если при этом погрешность в определении напора за счет осреднения положения нижнего бьефа по среднеарифметическому вместо средневзвешенного будет равна или превышать 1%, в учет стока вводится соответствующая поправка (постоянная величина), которая оформляется специальным актом.

При различном характере суточных графиков нагрузок (например, в паводочный и меженный период) и разным значении погрешности допустимо введение своих поправок на каждый из этих режимов работы гидроэлектростанции.

Опыт организации учета водного стока в створах гидроэлектростанций показывает, что ошибки, допускаемые за счет неправильного определения среднесуточных значений напора, являются одними из самых распространенных. Они могут достигать заметных размеров и зависят от частоты измерений, правильного учета потерь по длине всего водопроводящего тракта, а также из-за подсчета напора по среднеарифметической величине. Выявление погрешности напора не представляет сложности и вполне может быть выполнено силами эксплуатационного персонала. Поэтому на гидроэлектростанциях особенно на низконапорных и работающих в пиковых режимах нагрузки, в результате которых происходит значительное колебание уровней бьефов, следует внимательно относиться к определению напора. Это поможет избежать погрешности, а при ее наличии выявить размер и устранить.

ж) Общая погрешность измерения напора на гидроэлектростанции

Различные виды погрешностей, появляющиеся при определении среднесуточного напора на гидроэлектростанции, имеют разные знаки, абсолютное значение и

носят систематический или случайный характер в зависимости от местных условий.

Необязательно, чтобы на каждой гидроэлектростанции были все рассмотренные виды погрешностей, обычно один-два вида являются преобладающими, а остальные мало сказываются на окончательном результате и могут по малости даже не учитываться совсем.

Основные виды погрешностей составили на низконапорных, средненапорных и высоконапорных гидроэлектростанциях соответственно 1,8, 1,2, 0,6% — из-за определения напора без учета потерь на сороудерживающих решетках (σ_1); 4, 2, 1% — из-за определения среднесуточного напора по среднеарифметическому значению (σ_2); 1% — из-за приборной погрешности (σ_3); 2—8% — из-за неучета эффекта эжекции на совмещенных гидроэлектростанциях (σ_4). При этом погрешности неучета потерь на решетках, а также из-за определения напора по среднеарифметическому значению являются систематическими — они всегда преуменьшают значение напора против действительного. Общую погрешность найдем сложением этих величин:

$$\sigma_H = \sigma_1 + \sigma_2 \pm \sigma_3.$$

Для низконапорных гидроэлектростанций общая погрешность определения напора может составить:

$$\sigma_H = -1,8 - 4 \pm 1 = -(4,8 \div 6,8), \text{ или в среднем } -5,8\%;$$

для средненапорных гидроэлектростанций

$$\sigma_H = -1,2 - 2 \pm 1 = -(2,2 \div 4,2), \text{ или в среднем } -3,2\%;$$

для высоконапорных гидроэлектростанций

$$\sigma_H = -0,6 - 1 \pm 1 = -(0,6 \div 2,6), \text{ или в среднем } -1,6\%.$$

Погрешности при существующих способах измерения напора и измерительных приборах могут быть довольно значительными.

Погрешности измерений, как было показано выше, могут быть снижены, в частности, при учете потерь напора на решетках для низко-, средне- и высоконапорных гидроэлектростанций соответственно до $\pm 0,7$, $\pm 0,5$ и $\pm 0,2\%$; при определении среднесуточного напора по среднеарифметическому значению — 1%.

При этом погрешности потерь напора на решетках уже являются случайными погрешностями, как и приборные (равные $\sigma_3 = \pm 1\%$). Общую погрешность определения напора в этом случае найдем как среднеквадратичное значение двух переменных составляющих σ_1 и σ_3

в сумме с погрешностью определения среднесуточного напора по среднеарифметическому значению σ_2 :

$$\sigma_H = -\sigma_2 \pm \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_3^2}.$$

Для низконапорных гидроэлектростанций погрешность составит:

$$\sigma_H = -1 \pm \sqrt{0,7^2 + 1^2} = -1 \pm 1,2 = -2,2 \div 0,2, \text{ или в среднем } -1\%;$$

для средненапорных гидроэлектростанций

$$\sigma_H = -1 \pm \sqrt{0,5^2 + 1^2} = -1 \pm 1,1 = -2,1 \div +0,1; \text{ в среднем } -1\%;$$

для высоконапорных гидроэлектростанций

$$\sigma_H = -1 \pm \sqrt{0,2^2 + 1^2} = -1 \pm 1 = -2 \div 0; \text{ в среднем } -1\%.$$

Выполнение рекомендаций снижает общую погрешность измерений напора в несколько раз, особенно на низконапорных и средненапорных гидроэлектростанциях. При этом сама погрешность становится незначительной (около 1—2%) и мало зависит от напора гидроэлектростанции.

На совмещенных гидроэлектростанциях погрешность в определении среднесуточного напора может быть несколько больше (при неправильном учете эжекционного эффекта), чем подсчитано выше.

Полученные значения погрешностей являются ориентировочными, поскольку они подсчитаны со многими условностями и для некоторых осредненных условий измерения. На каждом гидроузле в разное время года и при различных режимах работы гидротурбин погрешность измерения среднесуточного напора изменяется. Диапазон этих колебаний может быть достаточно широк и зависит от местных условий.

Таким образом, даже при использовании упрощенной методики (осреднение измерений положения верхнего бьефа, осреднение перепада на сороудерживающих решетках и т. п.) существующими типами уровнемеров и перепадомеров можно добиться высоких результатов измерений при соблюдении основных правил наблюдений и вычислений:

1. Необходимо тщательно выбирать место установки уровнемера, регулярно следить за его исправностью,

периодически проводить контрольные измерения, сравнивая его показания с показаниями водомерных реек.

2. Полный среднесуточный напор находится как разность между среднесуточным уровнем верхнего бьефа и средним за время работы агрегата уровнем нижнего бьефа. При отклонении определенного таким образом напора от его среднеизмененного значения на 1% и более необходимо вводить соответствующую поправку постоянного значения.

3. Для определения рабочего напора из полученного полного напора вычитается осредненное значение потерь напора на сороудерживающих решетках, а для деривационных гидроэлектростанций и гидроэлектростанций с длинными водоводами дополнительно к этому — среднее значение потерь напора по длине водопроводящего тракта.

4. Осредненное значение потерь напора определяется для нескольких характерных графиков нагрузки гидроагрегатов, затем подсчитывается как среднее арифметическое из полученных средних суточных значений и принимается в дальнейшем постоянной величиной. Если это приводит к погрешности более 1%, потери следует принимать также постоянной величиной, но различной для разных графиков нагрузки.

5. Введением поправочных коэффициентов согласно описанной методике обеспечивается необходимая точность определения среднесуточного напора.

2-5. Измерение мощности гидроагрегатов и выработки электроэнергии

Измерительные приборы. Измерение мощности гидроагрегатов осуществляется трехфазными ваттметрами, устанавливаемыми на каждом из них в отдельности. Общая нагрузка гидроэлектростанции определяется суммированием показаний всех ваттметров. Для измерения активной и реактивной нагрузки применяются приборы различных типов, все они имеют класс, как правило, 2,0—2,5. Выработка электроэнергии определяется однофазными или трехфазными счетчиками. Счетчики активной выработки электроэнергии находятся, как правило, в хорошем состоянии, показания их надежны, погрешности не выходят за пределы класса, особых замечаний по работе со стороны эксплуатации не имеется.

Периодичность измерений. Показания ваттметров на разных гидроэлектростанциях записываются с разной периодичностью, которая обусловлена условиями работы гидроэлектростанции в системе, режимами нагрузки гидроагрегатов, требованиями точности и другими местными факторами и колеблется от ежечасных измерений до 1 раза в сутки. Показания счетчиков выработки электроэнергии обычно снимаются 1 раз в сутки в одно и то же время.

Определение средней мощности гидроагрегата. Средняя мощность гидроагрегата за время его работы в течение суток, необходимая для определения среднесуточного расхода, находится как среднеарифметическое значение снятых показаний ваттметров

$$N_{\text{ср.сут}} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{24n},$$

где $N_1, N_2, \dots, N_n$ — нагрузка гидроагрегата; $t_1, t_2, \dots, t_n$ — число часов работы гидроагрегата в течение суток с данной постоянной нагрузкой.

Нагрузка гидроагрегата в течение суток может многократно меняться. Если изменения нагрузки не совпадают по времени с записью показаний измерительного прибора, это может приводить к погрешности подсчета ее среднего значения за сутки. Естественно, чем чаще производятся измерения, тем меньше вероятность и самой погрешности. Поэтому в тех случаях, когда нагрузка мало меняется в течение суток, возможны более редкие измерения мощности, и наоборот. При постоянной нагрузке измерения возможно проводить даже 1 раз в сутки, поскольку измеренная мощность гидроагрегата будет одновременно являться и ее среднесуточным значением.

Средняя суточная мощность гидроагрегата за время его работы может находиться не только по показаниям ваттметров с использованием вышеприведенной формулы, но и по количеству выработанной за сутки электроэнергии, определенному по счетчику активной выработки. Для этого значение суточной выработки делят на число часов работы гидроагрегата в активном режиме и полученную таким путем нагрузку считают его среднесуточным значением.

Погрешность измерения. Погрешность измерения мощности гидроагрегата по щитовым приборам в основном определяется их классом и классом измерительных

трансформаторов. При определении среднесуточного значения мощности, помимо приборной погрешности, возможны также погрешности из-за осреднения. Подробно вопрос о возникновении погрешности в результате осреднения измеряемой величины за некоторый промежуток времени рассмотрен ниже в § 2-6.

2-6. Определение среднесуточного расхода гидротурбин

а) Возможные способы определения среднесуточного расхода

В зависимости от типа гидроэлектростанций, количества установленных турбин, характера суточного графика нагрузки, требований точности и ряда других факторов возможно применение различных способов подсчета среднесуточных значений расхода. Инструкция по учету стока воды на гидроэлектростанциях [7] разрешает применение одного из четырех способов:

1. За каждый час суток определяются нагрузка агрегата N и рабочий напор H . По этим данным, пользуясь эксплуатационной характеристикой, находят расход воды за каждый час $Q_{\text{ч}}$. Среднесуточный расход определяется:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{ч}}}{24}.$$

2. По счетчику выработки электроэнергии определяется средняя за сутки нагрузка агрегата (или агрегатов, если расчет ведется для всех турбин сразу)

$$N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}}{24},$$

где $\mathcal{E}$ — выработка агрегатом (всеми агрегатами) электроэнергии за расчетный интервал времени (сутки), кВт·ч.

Определяется средний за сутки рабочий напор. Для полученных средних значений мощности и напора по расходной характеристике агрегата определяется среднесуточный расход воды через турбины.

3. По счетчику выработки электроэнергии определяется средняя за время работы нагрузка агрегата (или

агрегатов, если расчет ведется для всех турбин сразу)

$$N_{\text{ср.р}} = \frac{\mathcal{E}}{t_{\text{р}}},$$

где $t_{\text{р}}$ — рабочее время агрегата (агрегатов), ч.

Определяется средний за сутки рабочий напор. Для полученных значений мощности и напора по расходной характеристике агрегата находится средний расход воды через турбину за время ее работы $Q_{\text{ср.р}}$. Среднесуточный расход турбины, м³/с, определяется:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ср.р}} t_{\text{н}}}{24}.$$

4. Способ аналогичен предыдущему, но при определении среднего расхода за время работы $Q_{\text{ср.р}}$ напор учитывается как средняя величина за время работы агрегата, а не по среднесуточному значению.

В соответствии с новыми правилами технической эксплуатации электростанций и сетей на гидроэлектростанциях должны быть разработаны графики расчетных значений удельных расходов воды на выработанную или отпущенную электроэнергию [16, § 4-6]. При наличии таких графиков может быть предложен следующий способ расчета среднесуточных значений турбинного расхода воды: по показаниям электросчетчиков генераторов определяется суточная выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{сут}}$, кВт·ч; по соответствующему графику по полученным значениям $N_{\text{ср}}$ и среднесуточного подпорного уровня (или напора) определяется среднее значение удельного расхода воды q за данные сутки, м³/(кВт·ч); вычисляется среднесуточный расход воды по формуле

$$Q_{\text{ср.сут}} = \frac{\mathcal{E} q}{86,4 \cdot 10^3}.$$

Основным критерием выбора того или иного способа является обеспечение необходимой точности получаемого результата при одновременно минимальных затратах на производство самих измерений и последующих подсчетов.

Из первых четырех наиболее точным способом определения среднесуточного расхода является первый способ, но он требует сравнительно большой вычислительной работы — ежечасно измерять напор, мощность и на-

ходить расход. Особенно сложны такие измерения на многоагрегатных гидроэлектростанциях. Поэтому этот способ применяется в основном на гидроэлектростанциях с малым числом гидроагрегатов.

Второй способ дает удовлетворительные результаты и может быть применен только при круглосуточной равномерной нагрузке агрегатов.

Если в течение суток гидроагрегат останавливался или работал в режиме синхронного компенсатора, то определение среднесуточной нагрузки делением выработки на 24 ч неизбежно приведет к уменьшению среднесуточной нагрузки, а следовательно, и расхода. Погрешность будет тем больше, чем меньше в работе находился гидроагрегат. Например, при остановке гидроагрегата всего на 1 ч среднесуточный расход, определенный по второму способу, будет занижен на $\frac{1}{24}$ часть, или 4%.

Третий и четвертый способы практически равноценны по трудоемкости, однако третий способ дает большую ошибку при суточных колебаниях нагрузки.

При наличии графиков расчетных значений удельных расходов воды рекомендуется последний способ.

б) Погрешность определения среднесуточного расхода

Погрешности определения среднесуточного расхода возникают при переменном суточном графике нагрузок из-за изменений к. п. д. гидроагрегатов. Этот вид погрешности довольно часто встречается в практике эксплуатации гидроэлектростанций, но не всегда правильно оценивается персоналом.

Учет стока воды через турбину, проводимый по средней нагрузке гидроагрегата делением суточной выработки на число часов его работы, приводит к верному результату только в том случае, когда гидроагрегат работает с постоянной нагрузкой в течение суток и к. п. д. его не меняется. При переменной нагрузке происходит изменение к. п. д. агрегата. Поскольку это изменение непропорционально изменению нагрузки, определение среднесуточного расхода турбины по среднесуточной мощности приводит к погрешностям. Значение погрешности зависит от характера графика нагрузки и формы расходной характеристики гидротурбины.

Остановимся на этом виде погрешностей более детально, поскольку он довольно широко распространен и в ряде случаев имеет достаточно большое значение. Чтобы оценить эти погрешности, а также показать методику выявления самой погрешности, рассмотрим два примера — работу Кременчугской и Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина при различных режимах нагрузки.

Эти гидроэлектростанции оборудованы разными типами турбин, в 2 раза отличаются друг от друга напорами.

Графики суточной нагрузки выбраны такими, которые близки к граничным режимам работы любой гидроэлектростанции, а именно: нагрузка меняется редко и режим близок к базисному, гидроэлектростанция работает в островном режиме, несет ступенчатую нагрузку.

Большая часть реальных суточных графиков нагрузки находится именно в границах, описываемых тремя случаями (рис. 2-6):

режим I — в течение 12 ч нагрузка на агрегате полная (100%), в остальные 12 ч — 50% нормальной мощности;

режим II — в течение 2 ч утреннего и 2 ч вечернего максимумов гидроагрегат работает с полной нагрузкой (100%), в остальное время — с нагрузкой 50% номинальной мощности;

режим III — в течение 12 ч нагрузка составляет 50% номинальной, в течение 6 ч утреннего и 6 часовечерного максимумов нагрузка ступенями возрастает до полной мощности и снова уменьшается до 50% номинальной мощности.

Кременчугская ГЭС. Имеет турбины ПЛ 661-ВБ-800. По характеристикам (рис. 2-7, 2-8) для каждого значения нагрузок при напоре 15 м найдены значения расхода и к. п. д.; записи приведены в табличной форме (табл. 2-3).

Действительный среднесуточный расход $Q_{ср}$ по данным почасовых измерений определяется по уравнению

$$Q_{ср} = \frac{Q_1 t_1 + Q_2 t_2 + \dots + Q_n t_n}{\Sigma t}$$

Среднесуточные значения расходов воды для режимов I, II, III суточной нагрузки составят:

$$Q'_{ср} = \frac{228 \cdot 12 + 480 \cdot 12}{24} = 354 \text{ м}^3/\text{с};$$

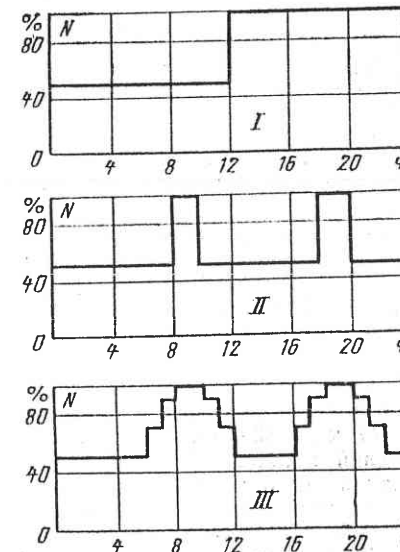


Рис. 2-6. Расчетные режимы суточных графиков нагрузки.

$$Q_{\text{ср}}^{\text{II}} = \frac{228 \cdot 20 + 480 \cdot 4}{24} = 270 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{III}} = \frac{228 \cdot 12 + 310 \cdot 4 + 400 \cdot 4 + 480 \cdot 4}{24} = 314 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Среднесуточный расход для тех же режимов нагрузки по среднесуточной мощности с использованием универсальной эксплуатационной характеристики находится следующим образом:

1) определяется среднесуточная мощность агрегата по данным почасовых измерений мощности;

2) находится среднесуточный расход по эксплуатационной характеристике для среднесуточной мощности и определенного напора.

В численном выражении среднесуточные значения мощности и расхода для режимов I, II и III суточной нагрузки составят:

$$N_{\text{ср}}^{\text{I}} = \frac{29 \cdot 12 + 58 \cdot 12}{24} = 43,5 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{I}} = 340 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$N_{\text{ср}}^{\text{II}} = \frac{29 \cdot 20 + 58 \cdot 4}{24} = 33,9 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{II}} = 263 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$N_{\text{ср}}^{\text{III}} = \frac{29 \cdot 12 + 40 \cdot 4 + 40 \cdot 4 + 58 \cdot 4}{24} = 39,2 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{III}} = 304 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Сравнивая полученные значения среднесуточных расходов воды, видим, что при режиме I расхождение 14 м³/с (4%), при режиме II — 7 м³/с (2,6%), при режиме III — 10 м³/с (3,2%). Для данных условий наиболее неблагоприятным с точки зрения точности определения расхода по среднесуточной мощности оказался режим I, когда гидроагрегат половину суток работает с максимальной нагрузкой, а другую половину — с нагрузкой 50% полной.

Днепровская ГЭС имени В. И. Ленина. Аналогичный анализ тех же суточных графиков нагрузки, проведенный для гидроагрегата

Режимы работы

Режим	Измеряемый параметр	Вре				
		0—6	7	8	9—10	11
I	N, МВт	29	29	29	29	29
	Q, м ³ /с	228	228	228	228	228
	К. п. д., %	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9
II	N, МВт	29	29	29	58	29
	Q, м ³ /с	228	228	228	480	228
	К. п. д., %	86,9	86,9	86,9	80,7	86,9
III	N, МВт	29	40	50	58	50
	Q, м ³ /с	228	310	400	480	400
	К. п. д., %	86,9	87,3	85,5	80,7	85,5

Днепровской ГЭС, имеющего турбину РО-123 (рис. 2-9), дает следующие результаты.

Среднесуточный расход, определенный по данным почасовых измерений каждого режима при напоре 35 м, равен:

$$Q_{\text{ср}}^{\text{I}} = \frac{125 \cdot 12 + 230 \cdot 12}{24} = 177,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{II}} = \frac{125 \cdot 20 + 230 \cdot 4}{24} = 142,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{III}} = \frac{125 \cdot 12 + 166 \cdot 4 + 205 \cdot 4 + 230 \cdot 4}{24} = 162,7 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Среднесуточный расход, определенный по среднесуточной мощности, равен:

$$N_{\text{ср}}^{\text{I}} = \frac{35 \cdot 12 + 68 \cdot 12}{24} = 51,5 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{I}} = 170 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$N_{\text{ср}}^{\text{II}} = \frac{35 \cdot 20 + 68 \cdot 4}{24} = 40,5 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{II}} = 140,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$N_{\text{ср}}^{\text{III}} = \frac{35 \cdot 12 + 50 \cdot 4 + 63 \cdot 4 + 68 \cdot 4}{24} = 47,7 \text{ МВт}; Q_{\text{ср}}^{\text{III}} = 160 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расхождение в полученных значениях среднесуточных расходов составляет: для режима I — 7,5 м³/с (4,2%), для режима II — 2 м³/с (1,4%), для режима III — 2,7 м³/с (1,7%).

Для данного гидроузла погрешности подсчета среднесуточного расхода по среднесуточной мощности имеют заметное расхождение также для режима I.

Погрешности определения среднесуточного расхода могут изменяться не только в зависимости от характера суточного графика нагрузки, но и от напора, при котором работает турбина.

Кременчугской ГЭС

Таблица 2-3

мя, ч							
12	13—16	17	18	19—20	21	22	23—24
29	58	58	58	58	58	58	58
228	480	480	480	480	480	480	480
86,9	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7
29	29	29	29	58	29	29	29
228	228	228	228	480	228	228	228
86,9	86,9	86,9	86,9	80,7	86,9	86,9	86,9
40	29	40	50	58	50	40	29
310	228	310	400	480	400	310	228
87,3	86,9	87,3	85,5	80,7	85,5	87,3	86,9

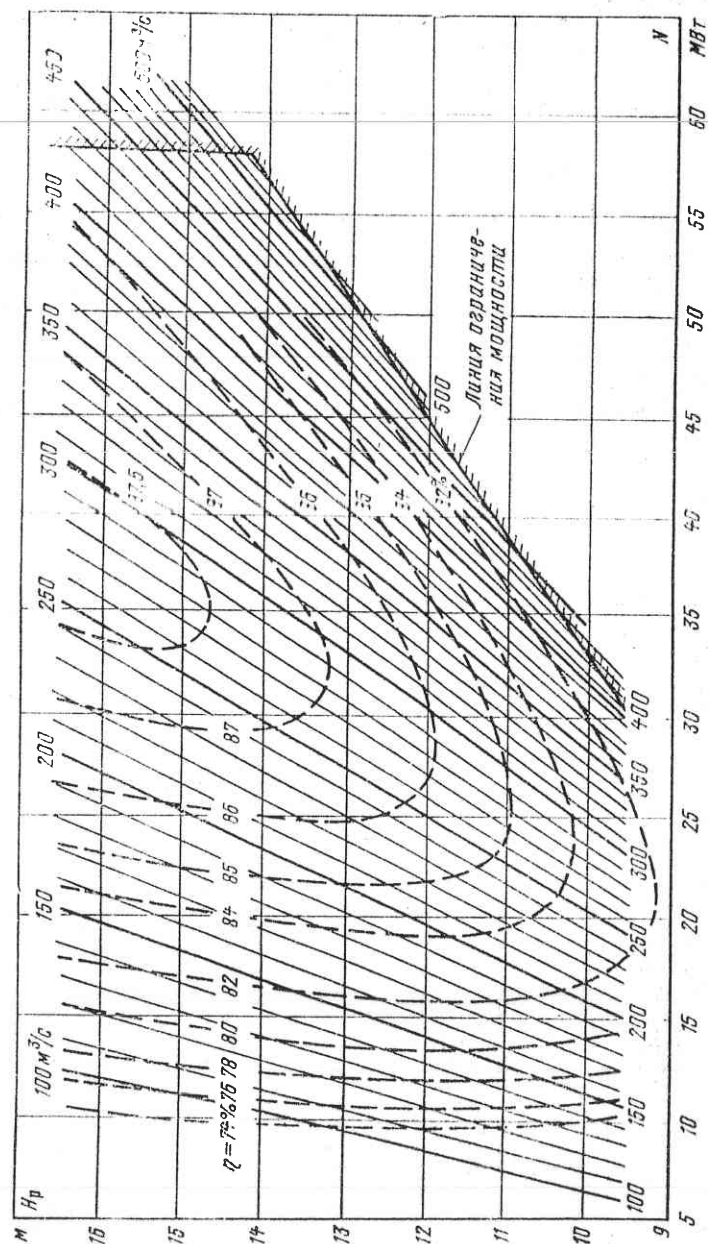


Рис. 2-7. Универсальная эксплуатационная характеристика гидроагрегата Кременчугской ГЭС (турбина ПЛ 661-ВВ-800 Х113 им. С. М. Кирова).

Анализ работы того же гидроагрегата Днепровской ГЭС при напоре 32 м дал следующие результаты: среднесуточный расход режима I составил 170 м³/с, а определенный по среднесуточной мощности — 164 м³/с. Расхождение составляет 6 м³/с, или 3,5%, вместо 7,5 м³/с (4,2%), какое было при напоре 35 м. При режиме II расхождение 1,5 м³/с (1,1%), при режиме III — 2,5 м³/с (1,6%); соответственно для режимов II и III при напоре 35 м расхождение составляет 1,4 и 1,7%.

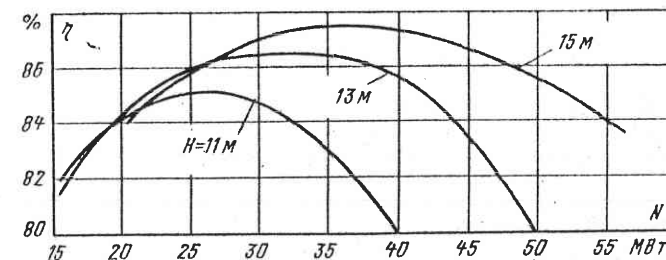


Рис. 2-8. Рабочая характеристика гидроагрегата Кременчугской ГЭС.

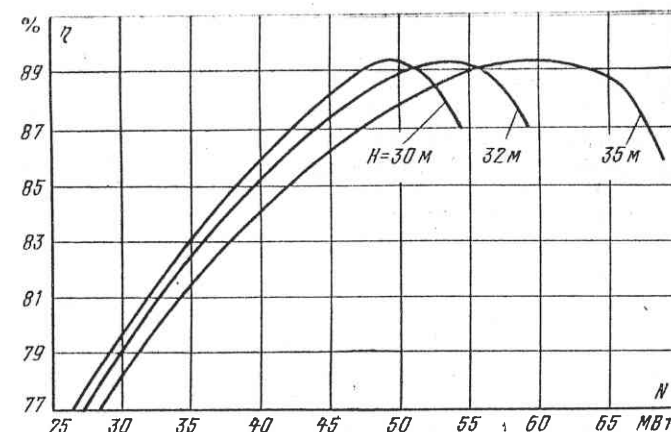


Рис. 2-9. Рабочая характеристика гидроагрегата Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина

Рекомендации по уменьшению погрешности. В случаях, когда учет воды по среднесуточной мощности гидроагрегата приводит к значительным погрешностям, как было видно из вышеприведенного, рекомендуется перейти на другую методику учета. В частности, можно рекомендовать использовать для подсчетов расхода формулу (2-1)

$$Q_{\text{ср}} = \frac{N}{9,81 H \eta}.$$

При этом для упрощения вычислений к. п. д. можно принимать постоянным, равным среднему значению между максимальным и минимальным значениями за время работы (в данном случае за сутки).

На примерах работы Кременчугской и Днепровской ГЭС рассмотрим, какие погрешности будут в учете стока через турбины при выполнении данной рекомендации.

Для Кременчугской ГЭС, работающей в режиме *I*, максимальное значение к. п. д. составляло 86,9%, минимальное — 80,7% (см. табл. 2-3). Среднее значение из этих двух составляет 83,8%.

Далее для среднесуточной нагрузки 43,5 МВт определим среднесуточный расход:

$$Q_{\text{ср}}^I = \frac{N}{9,81 H \eta} = \frac{43\,500}{9,8 \cdot 15 \cdot 0,838} = 354 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Среднесуточный расход, определенный по данным часовых измерений расхода, составлял 354 м³/с, т. е. ошибка в учете стока для данного режима *I* отсутствует, хотя раньше ошибка составляла 4%.

Для режима *II* максимальные и минимальные значения к. п. д. остались прежними, поэтому сохранилось и среднее значение к. п. д. — 83,8%. Для среднесуточной нагрузки 33,9 МВт среднесуточный расход равен:

$$Q_{\text{ср}}^{II} = \frac{33\,900}{9,8 \cdot 15 \cdot 0,838} = 275 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расхождение со среднесуточным расходом, определенным по часовым замерам (270 м³/с), составляет 5 м³/с (1,8%); ранее было 7 м³/с (2,6%).

Для режима *III* максимальный к. п. д. равен 87,3%, минимальный 80,7%, средний 84%. При среднесуточной нагрузке 39,2 МВт расход равен:

$$Q_{\text{ср}}^{III} = \frac{39\,200}{9,8 \cdot 15 \cdot 0,840} = 318 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расхождение с действительным среднесуточным расходом (314 м³/с) составляет 4 м³/с (1,3%); ранее было 10 м³/с (3,2%).

Таким образом, погрешность при выполнении рекомендации по определению расхода из формулы мощности с осреднением к. п. д. снизилась при режиме *I* до нуля, при режимах *II* и *III* — примерно в 2 раза.

Аналогичные подсчеты, проведенные по Днепровской ГЭС, работающей при напоре 35,0 м, показали, что погрешность определения расхода для режима *I* составила 2 м³/с (1,1%), режима *II* — 1,5 м³/с (1,1%), режима *III* — 1,0 м³/с (0,6%). Погрешность по сравнению с методом определения расхода по среднесуточной нагрузке уменьшилась в 2—4 раза. При работе турбин Днепровской ГЭС с напором 32,0 м имеет место снижение погрешности примерно в 2 раза.

Предлагаемая методика учета стока через турбины по среднесуточной мощности и среднему значению

к. п. д. позволяет снизить погрешность в учете стока в 2 раза, а иногда и более.

Не исключено, что в реальных условиях возможно такое неблагоприятное сочетание графика нагрузок и характера эксплуатационной характеристики, когда погрешности будут несколько больше подсчитанных и будут выходить за пределы допустимых. В этих случаях определение среднесуточного расхода упрощенным способом по среднему к. п. д. проводить нельзя. Следует определять расход, используя почасовые данные или пользуясь графиками расчетных значений удельных расходов воды. Можно также повысить точность учета расхода исходя из формулы мощности агрегата, если подставлять в нее не среднее, а средневзвешенное значение к. п. д. Такая методика в настоящее время на наших гидроэлектростанциях не практикуется, она достаточно трудоемка. Однако по мере внедрения на гидроэлектростанциях вычислительной техники в будущем не исключено, что она может найти применение и обеспечить высокую точность измерений.

Проведенный анализ возможных погрешностей в учете стока через гидротурбину при изменении ее к. п. д. в разных режимах нагрузки позволяет предположить, что зависимость к. п. д. от нагрузки сохраняется неизменной в течение достаточно длительного времени эксплуатации. Однако вследствие износа проточной части турбины, а также после ее капитального ремонта эта зависимость может измениться, и соответственно будет вноситься ошибка в учет стока. Поэтому при значительных изменениях зависимости $\eta = f(N)$ следует проводить контрольные испытания турбин и уточнять их эксплуатационную характеристику.

в) Общая погрешность определения расхода

Общая погрешность определения расхода воды зависит от погрешностей определения напора, мощности и к. п. д.

Погрешность измерения напора на высоко-, средне- и низконапорных гидроэлектростанциях составила от —2,2% до +0,2% (§ 2-4).

Погрешности из-за неучтенных изменений к. п. д. при пиковом режиме суточных нагрузок, когда среднесуточ-

ный расход вычисляется из формулы мощности агрегата, а для к. п. д. принимается среднее значение, составили для поворотно-лопастных турбин и разных режимов суточного графика нагрузки 0—1,8%; для радиально-осевых турбин — соответственно 0,6—1,1%.

Погрешности измерения мощности гидроагрегата по счетчикам выработки электроэнергии или ваттметрам определяются в основном классом измерительного прибора; принимаем их для подсчетов по счетчикам 1%.

Натурные расходные и эксплуатационные характеристики гидротурбин имеют достаточно высокую точность, оцениваемую примерно в 1,5%. Заводские эксплуатационные характеристики, построенные на основании модельных исследований гидротурбин, как показывает опыт их многочисленных проверок, также достаточно точны. Для радиально-осевых и при правильно налаженной комбинаторной зависимости для поворотно-лопастных турбин погрешность заводских характеристик следует принять равной 2—3%. Таким образом, с определенными допущениями можно принять следующие средние значения погрешностей при условии выполнения приведенных выше рекомендаций: напора $\sigma_H=1\%$, к. п. д. радиально-осевых турбин $\sigma_\eta=0,85\%$, к. п. д. поворотно-лопастных турбин $\sigma_\eta=0,9\%$, мощности $\sigma_N=1\%$, натурных характеристик $\sigma_x=1,5\%$, заводских эксплуатационных характеристик $\sigma_x=2,5\%$.

Общая погрешность среднесуточного расхода σ_Q определяется выражением

$$\sigma_Q = \sqrt{\sigma_H^2 + \sigma_\eta^2 + \sigma_N^2 + \sigma_x^2} \quad (2-2)$$

При пользовании натурными характеристиками погрешность составит:

$$\sigma_Q = \sqrt{1^2 + 0,9^2 + 1^2 + 1,5^2} \approx 2,2 \%$$

При учете по заводским характеристикам погрешность будет:

$$\sigma_Q = \sqrt{1^2 + 0,9^2 + 1^2 + 2,5^2} \approx 3 \%$$

При некоторых средних условиях измерений определение среднесуточных значений расхода по характеристикам может быть обеспечено с достаточно высокой точностью 2—3%. Можно в формулу (2-2) подставить

не средние, а максимальные значения всех видов погрешностей. Такое сочетание неблагоприятных условий для измерений на одной гидроэлектростанции мало вероятно, однако возможно. Погрешность в этом случае может составлять около 5%, а иногда и более.

Для получения окончательного результата с минимальной погрешностью необходимо выбрать соответствующую методику определения среднесуточного значения напора и мощности, произвести анализ возможных погрешностей их определения, ввести при необходимости поправки, уточняющие значения среднесуточного расхода.

Глава третья

УЧЕТ СТОКА ВОДЫ ЧЕРЕЗ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

3-1. Требования к учету стока воды через гидротехнические сооружения

Учет стока воды через гидротехнические сооружения гидроузлов, так же как и через гидротурбины, определяется «Положением о государственном учете вод и их использования» [17] и ведомственными документами. Учет производится через все входящие в состав гидроузла водосливные, водосбросные и водозаборные сооружения, включая сооружения специального назначения — рыбопропускные устройства, шугосбросы, промывные устройства, транспортные устройства (плотоходы, бревеноспуски, шлюзы). Учету подлежит весь сток, прошедший за сутки через работающие отверстия, с включением в него протечек через неплотности конструкций затворов водосбросных отверстий. На деривационных гидроэлектростанциях учет стока проводят как на станционном узле, так и на головном.

Для всех водопропускных отверстий гидросооружений составляются расходные характеристики, являющиеся основным рабочим документом в процессе определения учетных значений стока воды через данное гидросооружение.

Расходные характеристики должны выражать функциональную связь между расходом воды и размерами

отверстия, степенью его открытия, действующим напором и другими параметрами в зависимости от гидравлической схемы отверстия. Для однотипных водопропускных отверстий при наличии одинаковых условий подхода и пропуска потока составляются общие расходные характеристики.

Расходные характеристики отверстий гидросооружений составляются с учетом всех возможных эксплуатационных случаев работы данного отверстия в условиях гидроузла изменений уровней бьефов и их возможных комбинаций, степени открытия отверстий, количества работающих отверстий и т. п.).

Расходные характеристики водосбросных отверстий проектируемых и строящихся сооружений должны являться обязательной частью проекта сооружений и проверяться в период ввода сооружения в эксплуатацию с использованием следующих зависимостей.

Для отверстий, работающих в напорном режиме,

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}, \quad (3-1)$$

где μ — коэффициент расхода (принимается по данным проекта); ω — площадь отверстия, м²;

$$H_0 = H + \frac{v_0^2}{2g}, \quad (3-2)$$

где v_0 — скорость подхода потока к отверстию, м/с; H — напор над центром отверстия, м.

Для отверстий, работающих в безнапорном режиме,

$$Q = mb \sqrt{2gH^{3/2}}, \quad (3-3)$$

где m — коэффициент расхода при свободном переливе (принимается по данным проекта); b — ширина водопропускного отверстия в свету, м; H — напор над порогом водослива, м.

Расходные характеристики водосбросных отверстий на действующих гидроузлах должны быть уточнены натурными гидравлическими испытаниями или подтверждены опытом эксплуатации. Внесение изменений в расходные характеристики после их уточнения может обосновываться и утверждаться актом.

Расходные характеристики каждого отверстия сооружения гидроузла или группы однотипных отверстий должны быть построены в виде графиков и таблиц и снаб-

жены краткой пояснительной запиской, содержащей исходные данные и указания по их использованию. Масштабы графиков и ступени таблиц расходных характеристик выбираются такими, чтобы определять расчетное значение расхода воды с погрешностью не более 0,5%.

Технические возможности измерительных устройств и применяемых методов измерений должны обеспечить учет стока на гидросооружениях с погрешностями: для водосливных (безнапорных) отверстий — до 4%, для донных (напорных) отверстий — до 6%, через шлюзы и транспортные системы — до 5%, для служебных и вспомогательных отверстий — до 10% [7]. Учет через рыбопропускные сооружения, бревнопуски и другие транспортные устройства производится в соответствии с действующими инструкциями и наставлениями по их эксплуатации.

Учет протечек через неплотности затворов рекомендуется проводить отдельно в случаях, когда их значения превышают 0,5% от фактического расхода водосброса. Если протечки меньше, то учет их следует проводить вместе с другими видами потерь — фильтрацией через сооружения, утечками через закрытые направляющие аппараты турбин и т. п.

3.2. Способы измерения расходов

Учет воды через гидротехнические сооружения в зависимости от конструкции сооружения, наличия или отсутствия соответствующей измерительной аппаратуры, режимов работы сооружения, требований точности и других факторов может производиться различными способами. Условно их можно разделить на две группы. К первой относятся те, при которых расход, пропускаемый через гидросооружение, непосредственно измеряется какими-либо приборами или устройствами — расходомерами, стокомерами, мерными водосливами и т. п.

Ко второй группе относятся способы, при которых расход воды определяется по эксплуатационным характеристикам водопропускного гидросооружения измерением лишь основных параметров работы гидросооружения — напора и открытия затвора.

Учет воды способами первой группы с помощью приборов является, безусловно, более удобным по сравнению с учетом по характеристикам. Использование авто-

матических приборов с показывающим, записывающим, интегрирующим устройствами позволяет учитывать сток с минимальной затратой труда обслуживающего персонала. На базе приборов, измеряющих расход или сток, возможна автоматизация режимов работы водопропускного отверстия.

Учет стока через гидросооружение может быть организован в русле нижнего бьефа или непосредственно в створе гидросооружения.

а) Измерения в русле нижнего бьефа

С точки зрения гидрометрических измерений наиболее удобна такая компоновка гидроузла, когда сброс воды через водопропускные отверстия поступает в отдельный канал или русло, не смешиваясь с расходом турбин. В этом случае измерения в канале или русле обеспечат надежный учет стока через гидросооружение.

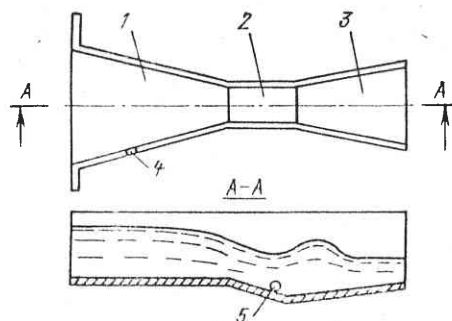


Рис. 3-1. Лоток Паршалла. 1 — приемный раструб; 2 — горловина; 3 — отводящий раструб; 4 — отверстие, ведущее к колодезю самописца для измерения уровня воды в верхнем бьефе; 5 — отверстие для измерения уровня воды в нижнем бьефе при затопленном режиме работы.

Организация учета воды ниже сооружения широко практикуется в ирригационных системах. Рассмотрим некоторые применяемые в ирригационной системе способы. Они могут успешно применяться на энергетических объектах, например на тепловых и атомных электростанциях при учете сбросных вод химического цеха, с конденсаторов турбин, вод, используемых для гидрозолаудаления и т. п., на гидроэлектростанциях они могут применяться при определении различных потерь, протечек и пр.

Для измерения расходов воды на каналах часто используются измерительные водомерные лотки типов Паршалла, Ярцева, САНИИРИ, трапецидальной формы (рис. 3-1—3-3). В измерительных лотках за счет сужения поперечного сечения канала изменяется уровень во-

ды; измерением перепада находится расход, проходящий через лоток.

Расход воды, проходящий по лотку Паршалла при режиме свободного истечения, когда сохраняется отношение $H_n/H_b=0,7$, определяется выражением

$$Q = 0,372b \left(\frac{H_n}{0,305} \right)^n, \quad (3-4)$$

где $n=1,569 b^{0,026}$; H_b — напор над порогом на расстоянии $\frac{2}{3}L$ от входа в горловину.

При затопленном истечении при $H_n/H_b > 0,7$ расход воды уменьшается на значение q , которое находится по сложной эмпирической зависимости. Для стандартных типов лотков Паршалла с пропускной способностью до $7 \text{ м}^3/\text{с}$ имеются таблицы, которые позволяют определять расход без каких-либо расчетов.

Расход воды через лоток Ярцева при свободном истечении определяется выражением

$$Q = 2,14 b H^{1,55}, \quad (3-5)$$

При затопленном истечении, когда $H_n/H_b > 0,1$, расход определяется как

$$Q = 2,14 \sigma_{\text{зат}} H^{1,55}, \quad (3-6)$$

где $\sigma_{\text{зат}}$ — коэффициент затопления, определяемый по эмпирической зависимости.

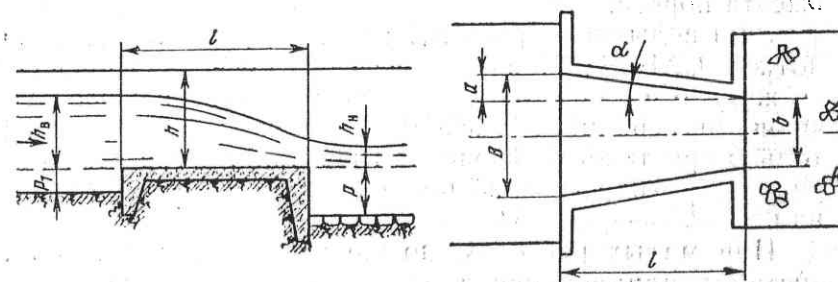


Рис. 3-3. Водомерный лоток САНИИРИ.

Для стандартных типов лотков Ярцева пропускной способностью до $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$ имеются таблицы.

Точность измерений расхода лотками Паршалла и Ярцева при свободном истечении $\pm 5\%$, при затопленном истечении — около $\pm 6-8\%$.

Водомерный трапецидальный лоток используется для измерения расходов примерно до $1,6 \text{ м}^3/\text{с}$. Существуют различные типы трапецидальных лотков; определение расхода проводится по эмпирическим формулам или графическим зависимостям [12, 15]. Точность измерений такая же, как у лотков Паршалла и Ярцева.

Использование лотков для учета воды через гидросооружения гидроэлектростанций принципиально возможно, но в очень ограниченном объеме: обязательно требуется наличие за сооружением отводящего канала, измеряемые расходы ограничены, точность измерений невысока ($5-8\%$). На гидроэлектростанциях учет воды через водосбросные сооружения с помощью лотков не проводится.

Значительно большие расходы позволяют измерять водомерные пороги. Например, водомерный порог САНИИРИ (рис. 3-4) применим на сравнительно крупных каналах с пропускной способностью от 2 до $30 \text{ м}^3/\text{с}$ и с точностью до $\pm 6\%$. Определение расхода возможно по формуле либо по специальным таблицам или графикам. При относительном затоплении $H_{\text{п}}/H_{\text{в}} < 0,8$ используется зависимость:

$$Q = \left(0,37 + 0,04 \frac{H_{\text{п}}}{p} \right) (b_{\text{п}} + mH_{\text{в}}) \sqrt{2gH_{\text{в}}} \quad (3-7)$$

где $H_{\text{в}}$ — напор над порогом со стороны верхнего бьефа; $H_{\text{п}}$ — напор над порогом со стороны нижнего бьефа; m — коэффициент заложения откоса; $b_{\text{п}}$ — длина порога; p — высота порога.

Учет воды на гидросооружениях гидроэлектростанций лотком САНИИРИ нам не известен; основная причина та же, что и для лотков, — сравнительно небольшое значение измеряемого расхода, возможность измерений только при такой компоновке гидроузла, когда сбросной расход от гидросооружения поступает в отдельный канал.

При малых расходах, до $0,5 \text{ м}^3/\text{с}$, в ирригационных системах применяются для учета стока конически сходящиеся насадки (рис. 3-5). Насадки бывают квадрат-

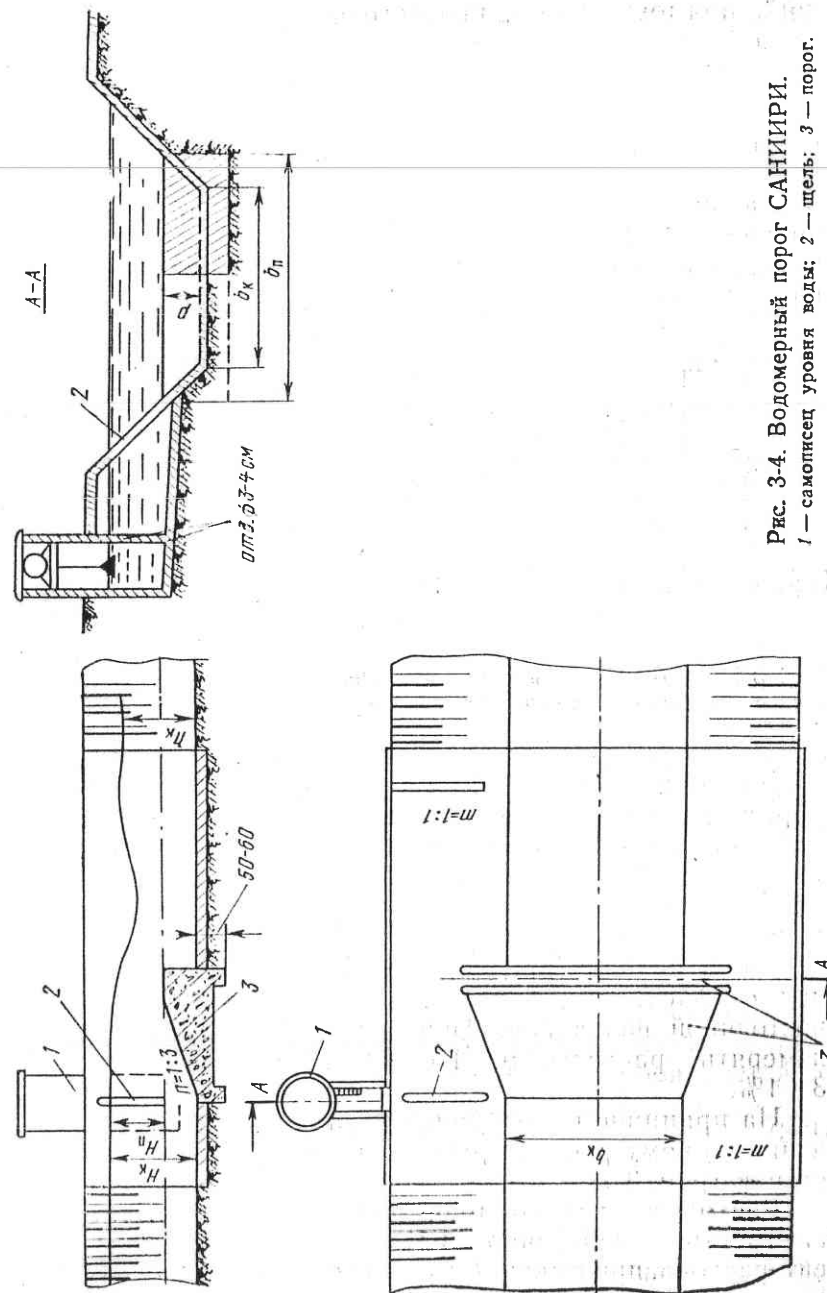


Рис. 3-4. Водомерный порог САНИИРИ.
1 — самописец уровня воды; 2 — щель; 3 — порог.

ного, прямоугольного, круглого сечения; основная формула определения расхода аналогична (3-1):

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gh},$$

где μ — коэффициент расхода; ω — выходное сечение насадка; $h=H$ — напор над осью насадка при свободном истечении; $h=z$ — перепад уровней воды в верхнем и нижнем бьефах. Точность измерений расхода насадками $\pm 5\%$.

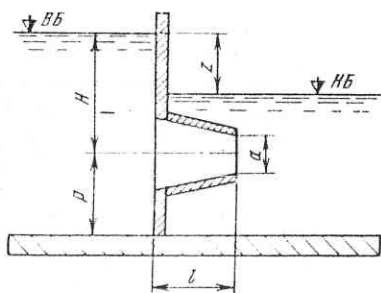


Рис. 3-5. Водомерное сооружение с конически сходящимся насадком.

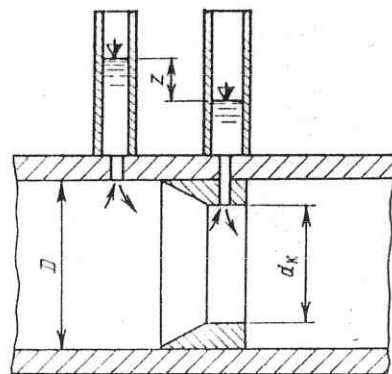


Рис. 3-6. Трубчатый водомер с сужающим кольцевым устройством.

Для определения расхода отбираемой воды (например, из канала, водохранилища и т. п.) водовыпуски могут оборудоваться стандартными трубчатыми водомерами. Измерительное устройство представляет собой сужение в виде кольца (рис. 3-6), сегментной диафрагмы, конического насадка и др. Измеряя перепад давления на сужении, находят расход; зависимость перепада давления от расхода для каждого типа водомера является постоянной величиной. Трубчатыми водомерами можно измерять расходы до $1,1\text{--}2,2 \text{ м}^3/\text{с}$ с погрешностью $3\text{--}4\%$.

На принципе измерения перепада давления и нахождения по нему расхода работают также водомерные приставки (рис. 3-7).

Расход воды водомерной приставки определяется зависимостью аналогично (3-1), в которой μ — коэффициент расхода приставки (трубчатого водомера); ω — площадь сечения приставки; z — перепад давления между верхним бьефом и водомерным сечением,

Приставки могут выполняться круглого и прямоугольного сечения, значение измеряемого расхода принципиально не ограничено, практически измеряемые приставками расходы составляют от $0,05$ до $20 \text{ м}^3/\text{с}$ (типовые конструкции), точность измерений $\pm 4\%$.

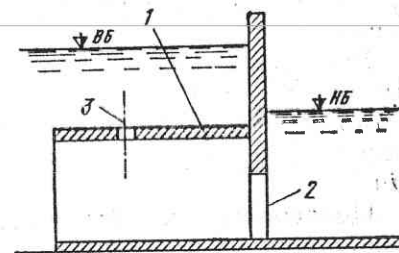


Рис. 3-7. Водомерная приставка.

1 — приставка; 2 — водомерное отверстие; 3 — створ измерений с точкой отбора давления.

Для измерения транзитных расходов в эксплуатационной гидрометрии получили распространение водосливы различного вида: трапециевидные, треугольные, пропорциональные (рис. 3-8).

При свободном истечении расход через трапециевидный водослив определяется по (3-3), где b — длина порога. С помощью трапециевидного водослива измеряют

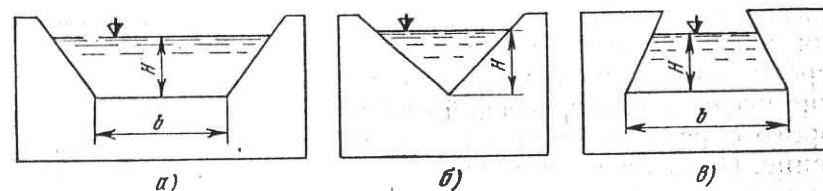


Рис. 3-8. Мерные водосливы.

a — трапециевидный; б — треугольный; в — пропорциональный.

расход $1\text{--}2 \text{ м}^3/\text{с}$, но возможно измерение расхода в канале и до $5\text{--}6 \text{ м}^3/\text{с}$ с точностью $3\text{--}4\%$.

Расход воды треугольного водослива определяется по формуле

$$Q = MN^{3/2}; \quad (3-8)$$

при угле $\alpha=90^\circ$ коэффициент расхода $M=1,4$; точность измерений водосливом $\pm 5\%$.

Пропорциональный водослив имеет линейную зависимость между расходом и напором над порогом водослива, измеряемый расход примерно до $1 \text{ м}^3/\text{с}$, точность $\pm 5\%$.

б) Измерения в створе гидросооружений

В настоящее время промышленностью не выпускаются готовые водомеры, специально предназначенные для измерения расходов и учета стока воды на водосбросных сооружениях гидроэлектростанций, а имеющиеся конструкции не могут быть применены без доработки их применительно к специфическим условиям работы.

Учет воды осуществляется только по эксплуатационным расходным характеристикам водосбросов. Несомненно, что оборудование надежными водомерами гидросооружений является актуальной задачей сегодняшнего дня.

Целесообразным было бы решение применять на гидросооружениях расходомеры турбины с некоторой минимальной модернизацией их применительно к иным условиям работы. Наиболее реально осуществимо в настоящее время применение турбинного расходомера типа ВО. Тем более, что автором расходомера Л. А. Владиславлевым [2] предполагается использование его на затворах гидротехнических сооружений и на задвижках напорных водоводов. Расходомер ВО (водомер ОРГРЭС) основан на принципе преобразования механического перемещения органов, регулирующих расходы (направляющего аппарата турбины, затвора гидротехнического сооружения, задвижки напорного водовода), в электрический ток переменного значения. В качестве вторичного прибора используется электрический счетчик, по показаниям которого определяется сток воды, прошедший через сооружение. Подробнее о принципе работы и конструкции прибора сказано в гл. 4.

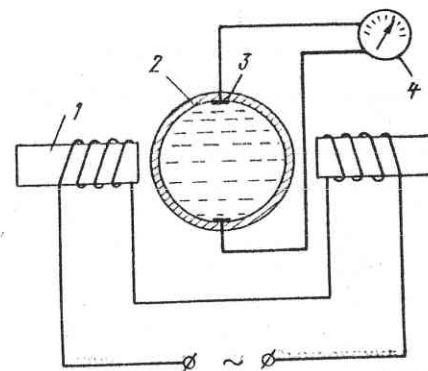
Другие типы турбинных расходомеров, основанные на измерении перепада давления, менее пригодны для учета воды через гидросооружения. Причина этого в следующем. Расходомеры работают на принципе измерения перепада давления в двух точках спиральной камеры и преобразования его в расход. Между перепадом давления и расходом существует зависимость, близкая к квадратичной, которая не меняется в процессе эксплуатации турбин. Конструкции водосбросных сооружений гидроэлектростанций, как правило, не имеют подобных четко выраженных точек отбора давлений, связанных простой функциональной зависимостью с пропускаемым расходом. В ряде случаев не имеется условий для установки на водосбросных сооружениях специальных устройств,

создающих перепад давления, — трубок Вентури, диффрагм и т. п. Это делает практически невозможным использование для учета воды через гидросооружения автоматических турбинных расходомеров указанных типов.

Для измерения расхода воды, проходящей через различные напорные водоводы, делаются попытки использовать индукционные водомеры [8, 15]. Принцип действия индукционного водомера основан на преобразовании

Рис. 3-9. Схема индукционного расходомера.

1 — магнитопровод; 2 — трубопровод; 3 — электроды; 4 — измерительный прибор.



скорости движения потока воды в электрическое напряжение. По обе стороны трубопровода прикрепляются полюсы электромагнита, создающие магнитное поле. При пересечении потоком магнитного поля возникает электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока. Напряжение снимается электродами, расположенными перпендикулярно внешнему магнитному полю, и подается в измерительный прибор (рис. 3-9).

Выпускаемые промышленностью индукционные водомеры ИР-1 и ИР-1М позволяют измерять расходы в трубопроводах диаметром до 0,3 с высокой точностью 0,5%.

Ввиду того, что диаметр трубопровода незначителен, измеряемый расход также ограничен. Использование индукционного водомера для учета стока через гидросооружения, имеющие значительную пропускную способность, может быть перспективным при включении его по парциальной схеме (рис. 3-10). При парциальной схеме измерения измеряется только часть расхода, а общее значение находится по зависимости между частью и полным расходом. Эта зависимость устанавливается специальными натурными испытаниями или расчетом.

Учет стока через гидросооружения путем измерений в канале или русле нижнего бьефа имеет ограниченное применение для условий гидроэлектростанций, поскольку требует особой компоновки гидроузла. На большинстве гидроэлектростанций сброс воды через гидросооружения осуществляется в то же русло, что и от гидротурбин. В этих случаях измерение возможно только непосредственно в створе самого гидросооружения и

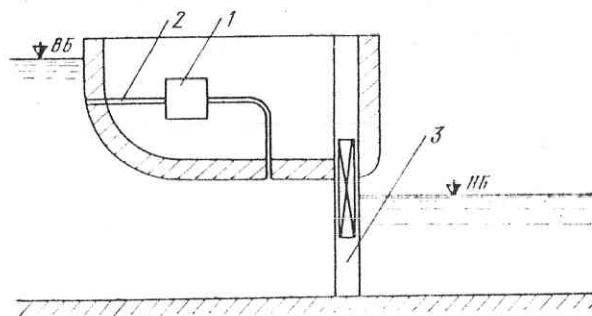


Рис. 3-10. Парциальная схема включения индукционного водомера. 1 — индукционный водомер; 2 — парциальный отвод воды; 3 — водопропускное отверстие.

в настоящее время проводится по расходным характеристикам водопропускных отверстий.

Эксплуатационная расходная характеристика строится в виде серии кривых, охватывая все возможные случаи работы водосброса. Персонал гидроэлектростанции иногда предпочитает иметь характеристику не в виде графика, а в табличной форме и самостоятельно составляет такие таблицы. При достаточно подробной таблице, исключающей интерполирование при подсчете расхода или стока, использование ее более удобно по сравнению с графиком. График же более наглядно характеризует изменения расхода через водосброс во всем диапазоне изменения открытия затвора или напора.

Принято считать, что пропускная способность однотипных отверстий водосбросного сооружения одинакова вне зависимости от того, работает отверстие изолированно или совместно с другими отверстиями, расположенными рядом. Многочисленные натурные испытания подтвердили, что в большинстве случаев это оправдано, погрешность из-за неучета фактора совместной или ин-

дивидуальной работы отверстий водосбросов незначительна и не выходит за пределы требуемой точности. Однако всегда следует иметь в виду, что при некоторых условиях может быть погрешность и выше допустимой.

На пропускную способность гидросооружения может оказать влияние и работа рядом расположенного гидроагрегата. В первую очередь это относится к совмещенным типам гидроэлектростанций, у которых водопроводящие тракты турбины и водосброса совмещены в одном блоке.

Периодичность определения расходов, проходящих через гидросооружение, не регламентируется. В зависимости от режимов работы водосброса периодичность колеблется в широких пределах, но обычно проводится не чаще, чем измерения расходов турбины, т. е. через час и не реже 1 раза в сутки. В отличие от гидротурбин попуски воды через водосбросы производятся значительно реже. На некоторых гидроузлах водосбросы находятся в работе только в период пропуска больших паводочных расходов, а в остальное время закрыты. На ряде гидроэлектростанций водосбросы не открываются в течение нескольких лет.

Для определения среднесуточного расхода, прошедшего через водосброс, необходимо знать время работы его при каждом режиме. Если в течение суток водосброс работал t_1 , ч, с расходом Q_1 , t_2 , ч, с расходом Q_2 и т. д., то среднесуточное значение расхода определяется по той же формуле, что и для определения турбинного расхода:

$$Q = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i t_i}{24}. \quad (3-9)$$

Общий среднесуточный расход через гидросооружение определяется суммированием среднесуточных значений расходов каждого из отверстий.

3-3. Точность учета стока воды через водосбросные гидротехнические сооружения

Несмотря на то, что все водосбросные сооружения гидроэлектростанций имеют характеристики пропускной способности, наладить надежный учет стока через них

обычно более сложно, чем через гидротурбины. В отличие от гидротурбин, где значительная часть погрешности возникает из-за методики определения среднесуточного напора и мощности и незначительная часть из-за неточностей характеристики, у водосбросов определяющим фактором является точность расходной характеристики.

Характеристики водосбросных гидросооружений, которыми располагает эксплуатационный персонал, построены на основании расчета, а для отдельных крупных или ответственных сооружений — на основании модельных исследований; сравнительно ограниченное число сооружений имеют натурные характеристики. Как показывает опыт эксплуатации, расчетом и даже модельными испытаниями не всегда можно учесть все особенности и факторы, влияющие на пропускную способность сооружения. Например, трудно моделировать реальные условия подхода потока к сооружению, распределение скоростей внутри него, трудно при расчете точно подобрать коэффициенты местных сопротивлений, шероховатости, бокового сжатия и т. д. Некоторые факторы, влияющие на пропускную способность, выявляются уже после постройки сооружения и поэтому вообще не могут быть учтены расчетом (качество выполненных работ, действительные размеры сооружения и т. п.).

Расходная характеристика может изменяться также и в процессе эксплуатации гидросооружения, после ремонтов или частичных реконструкций его узлов, из-за изменений условий подхода потока к водосбросу при заилении водохранилища и по другим причинам. В результате действительная расходная характеристика может отличаться от проектной на значения, достигающие 15—20%, а иногда и больше.

Повысить точность учета возможно путем уточнения проектных или модельных данных натурными испытаниями гидросооружения.

АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА СТОКА ВОДЫ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

4-1. Задачи автоматизации учета стока воды на гидроэлектростанциях

Требования к автоматизации учета стока воды возросли, особенно в настоящее время, в связи с широким применением в народном хозяйстве автоматизированных систем управления, единых систем сбора и обработки информации, с необходимостью оперативно решать различные водохозяйственные задачи в условиях комплексного использования имеющихся водных ресурсов. При этом следует отметить, что во всех инструктивных документах, выпущенных до 1975 г., автоматизация учета воды на гидроэлектростанциях трактовалась как желательное мероприятие. Например, в [7] сказано: «При организации учета стока воды следует стремиться к минимальной нагрузке эксплуатационного персонала, максимально используя автоматическую аппаратуру...», «Желательна установка автоматических водомеров любой конструкции...» и т. д. Утвержденное в 1975 г. «Положение о государственном учете вод и их использования» уже обязывает к установке водомеров: «Государственные, кооперативные и общественные организации и учреждения, осуществляющие водопользование:

... б) устанавливают на всех водозаборных и водосбросных сооружениях гидрометрическое оборудование для измерения количества забираемой и сбрасываемой воды (расходомеры, уровнемеры и другое гидрометрическое оборудование) и аппаратуру для определения качества сточных вод...» [17].

Принципиально новый подход к вопросу учета воды — обязательное использование водомеров вместо желательного — ставит перед всеми водопользователями, в том числе гидроэнергетиками как одним из крупнейших водопользователей, новые задачи.

Оснащение гидроэлектростанций автоматическими гидрометрическими приборами и в первую очередь водомерами — большая и сложная задача, поскольку выпускаемые в настоящее время промышленностью страны расходомеры не обеспечивают достаточно надежного учета стока воды через гидроэлектростанции,

Рассмотрим кратко основные задачи внедрения автоматизированного учета водного стока на гидроэлектростанциях.

Уменьшение времени и трудозатрат на производство измерений. Современная гидроэлектростанция является высокоавтоматизированным предприятием. Процессы пуска гидроагрегатов, изменения нагрузки или остановки его, поддержание режима работ гидроагрегата в заданных параметрах, аварийные отключения и пр. обычно проводятся автоматически без непосредственного вмешательства дежурного инженера. Некоторые гидроэлектростанции переводятся на телеуправление с базисной гидроэлектростанции или центрального диспетчерского пункта управления энергосистемы. Имеются гидроэлектростанции, где часть времени дежурный инженер вообще отсутствует, осуществляя периодический контроль за работой оборудования (так называемое «дежурство на дому»).

По мере роста автоматизации и телемеханизации постепенно уменьшается потребность в численности оперативного персонала. В этих условиях всякого рода «ручная работа» по снятию показаний приборов, их обработке или анализу должна быть сведена к минимуму.

Учет стока воды через турбины и водосбросы гидроузла, определяемый при отсутствии водомеров по характеристикам, требует значительного времени. Так, для определения расхода только через один гидроагрегат требуются запись показаний уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, вычисление по ним полного напора, учет потерь напора (на сороудерживающих решетках, по длине напорного трубопровода и др.), определение рабочего напора, измерение нагрузки гидроагрегата. Только после этих измерений и вычислений по эксплуатационной характеристике находится для данного напора и мощности расход. Для определения среднесуточного значения расхода такие измерения и операции по подсчету приходится проводить несколько раз, поскольку в течение суток и нагрузка и напор могут существенно изменяться. Понятно, что на гидроэлектростанциях, особенно с большим числом гидроагрегатов, определение среднесуточного расхода каждого агрегата, а затем всей гидроэлектростанции — процесс трудоемкий. Еще больше времени требуется, если одновременно с турбинами в работе находятся водосбросные сооружения.

Установка автоматических приборов — расходомеров или стокомеров на гидроагрегатах и водосбросах значительно сокращает время, необходимое для учета воды, проходящей в створе гидроузла.

Повышение точности измерения. Чем чаще производятся измерения напора и мощности, тем меньше вероятность ошибки в учете расхода и значение самой ошибки. Если измерения производятся недостаточно часто, то возможно, что в период между измерениями напор и мощность гидроагрегата могут измениться и эти изменения не будут своевременно учтены. Следовательно, в учет стока воды будет внесена погрешность, тем большая, чем больше эти неучтенные изменения в режиме работы гидроагрегата. Поскольку автоматические расходомеры наблюдают за стоком непрерывно, их показания будут давать более точные значения среднесуточного расхода, чем при отдельных измерениях «вручную» [1].

Получение документальных данных о работе оборудования. Использование расходомеров с записывающим устройством позволяет получить документальные данные о работе гидротурбин, свободные от субъективных ошибок в записи показаний приборов при измерениях, проводимых дежурным персоналом. Анализ и обобщение работы турбин и водосбросов по записям автоматических расходомеров позволяют более качественно наладить учет воды и рациональное использование.

Возможность автоматизировать управление водным режимом. При комплексном использовании воды гидроэнергетикам, помимо энергетических задач, приходится решать задачи по обеспечению необходимых водных режимов для других водопользователей — поддержание постоянного расхода для навигации, обеспечение минимального санитарного попуска и т. п.

Автоматизация управления водным режимом может быть решена только на основе автоматизации измерения расходов воды в створе гидроузла через турбины и водосбросы сооружения.

Возможность внедрения автоматизированной системы управления водным режимом (АСУ). Оперативное решение сложных комплексных задач оптимального использования водных ресурсов с учетом краткосрочных и долгосрочных прогнозов по водности потребует широкого внедрения АСУ в гидроэнергетике. Задача перехода на единую систему сбора, обработки и хранения инфор-

мации, предусмотренная АСУ «Гидромет», а также задачи автоматизации управления работой гидроэлектростанций, водохранилищ и нижних бьефов гидроузла, предусматриваемых АСУ «Энергия», могут успешно решаться на базе автоматизации измерений характеристик водного потока.

Поскольку учет воды затрагивает интересы не только энергетиков, но и других отраслей народного хозяйства, важными становятся вопросы увязки и координации всех работ, связанных с внедрением автоматизации измерения расходов на гидроэлектростанции. В настоящее время такая координация осуществляется.

4-2. Эксплуатационно-метрологические требования к гидрометрическому оборудованию

Эксплуатационно-метрологические требования к гидрометрическому оборудованию гидроэлектростанций и в первую очередь к расходомерам и уровнемерам вытекают из общих требований, предъявляемых к водопользователям системой единого государственного учета вод и их использования, Государственным водным кадастром СССР, АСУ «Энергия», а также задач, стоящих непосредственно перед гидроэлектростанциями в части учета и эффективного использования воды. Эти требования и задачи определяются соответствующими директивными документами, а также ГОСТ, устанавливающими метрологические характеристики автоматических приборов, требования на общегосударственную систему приборов (ГОСТ 12997-76), организацию и порядок проведения поверки, ревизии средств измерений (ГОСТ 8.002-71) и др.

Чтобы перейти непосредственно к перечислению метрологических требований, предъявляемых к расходомерам и уровнемерам гидроэлектростанций, кратко рассмотрим основные задачи, поставленные перед системой государственного учета вод. Государственным водным кадастром и АСУ «Энергия», а также те требования, которые они предъявляют в свою очередь к водопользователям, в частности к гидроэлектростанциям, чтобы обеспечить выполнение этих задач.

Задачи и требования системы государственного учета вод и их использования. Основной задачей государственного учета вод является установление количества и качества вод, составляющих единый государственный вод-

ный фонд, и данных об использовании вод в народном хозяйстве.

Государственный учет вод должен обеспечивать получение данных, необходимых для планирования использования вод и проведения водоохранных мероприятий; составление проектов комплексного использования и охраны вод и для ведения Государственного водного кадастра; повышение эффективности использования водохозяйственных систем; проектирование различных сооружений, связанных с использованием вод; оперативное управление водными системами; разработку мероприятий по предупреждению и ликвидации вредного воздействия вод и др.

Государственный учет вод осуществляется по единой для всей страны системе Госкомгидрометом СССР совместно с Министерством геологии (по разделу подземных вод) и Министерством мелиорации и водного хозяйства (в части учета использования вод).

Все предприятия и учреждения, осуществляющие водопользование, вне зависимости от ведомственной принадлежности обязаны вести первичный учет забираемых из водных объектов и сбрасываемых в них вод по формам, в порядке и сроки, утверждаемые Министерством мелиорации и водного хозяйства. Для учета воды на всех водозаборных сооружениях должно быть установлено специальное гидрометрическое оборудование (расходомеры, уровнемеры и др.) и аппаратура для определения качества сточных вод. При отсутствии указанного оборудования временно до их установки допускается производить учет вод по характеристикам протарированного технологического оборудования и с использованием других возможных методов измерения.

Системой государственного учета вод должны по отдельности учитываться все водозаборы и водосбросы. Однако при наличии значительного числа мелких водозаборов и сбросов допустимо учитывать сток на них в суммарном виде между пунктами наблюдений опорной гидрометрической сети.

Учет вод осуществляется путем инвентаризации всех водных объектов и изучения их режима. Порядок наблюдений, состав наблюдений и точность определения гидрометрических параметров водного объекта устанавливаются соответствующими инструкциями и наставлениями.

Задачи и требования Государственного водного кадастра СССР. Государственный водный кадастр СССР представляет собой систематизированный свод постоянно пополняющихся и уточняющихся сведений о водных объектах, составляющих единый государственный водный фонд СССР, а также данные учета по количественным и качественным показателям и их использованию.

Государственный водный кадастр (ГВК) должен обеспечить все заинтересованные организации текущими справочными данными и расчетными характеристиками по каждому водному объекту, а также прогностическими оценками изменения водного режима под влиянием хозяйственной деятельности.

Материалы ГВК предназначаются для составления водохозяйственных балансов и рационального распределения водных ресурсов между водопользователями, разработки схем комплексного использования и охраны водных ресурсов, проектирования сооружений, связанных с использованием вод, разработки мероприятий по защите от вредного воздействия вод и для других целей.

Для оперативного пользования данными ГВК систематически публикуются отдельными изданиями каталоги водных объектов, составляющих государственный фонд СССР, рек и каналов, озер и водохранилищ, ледников, подземных вод, внутренних морей и каталог водопользователей.

В каталогах содержатся сведения о местоположении и размерах водного объекта — длине, ширине, площади зеркала, объеме и т. п., площади водосбора, сведения об основных гидрологических элементах — уровнях воды, температуре, волнении, толщине льда, химическом составе и т. п. Все каталоги содержат соответствующие шифры, необходимые для поиска информации с помощью ЭВМ.

Помимо каталогов, ГВК включает периодическую информацию о водных ресурсах, водопотреблении и водоотведении, режиме и качестве вод, а также ежегодную оценку водных ресурсов и водных балансов. Все эти сведения о водных объектах собираются и хранятся на технических носителях в вычислительных центрах, которые и обеспечивают ими хозяйственные, проектные и научно-исследовательские организации.

Периодическая информация о водных ресурсах водохранилищ, содержащая сведения о осадках, расходах

притока и сброса, испарении, фильтрации и иных элементах водного баланса, составляется за год, квартал и месяц, а при необходимости и за более короткие периоды в зависимости от режима эксплуатации водохранилища. Сбор, обработку и издание материалов осуществляет Госкомгидромет СССР.

Аналогичный сбор, обработку и издания периодической информации о водопотреблении и водоотведении осуществляет Минводхоз СССР, а по подземным водам — Министерство геологии СССР.

Задачи и требования автоматизированной системы управления АСУ «Энергия». Целью автоматизации является улучшение условий и повышение эффективности труда при одновременном улучшении качества выпускаемой продукции. Широкое внедрение автоматизации в различные отрасли народного хозяйства может быть осуществлено на базе разработок новых автоматических приборов, средств автоматизации и систем управления.

В настоящее время в нашей стране интенсивно создаются автоматизированные системы управления. Например, в восьмой пятилетке было создано 417 АСУ всех назначений, в девятой пятилетке — около 2700 АСУ.

В десятой пятилетке (1976—1980 гг.) происходит дальнейшее развитие автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и предприятиями (АСУП). Далее предполагается переход от информационно-справочных к советующим, а затем и управляющим автоматизированным системам с дальнейшей полной увязкой всех видов АСУ в единую государственную систему.

В октябре 1971 г. было принято решение о создании ОАСУ «Энергия», предназначенной для управления строительством и эксплуатацией энергосистем.

Поскольку АСУ «Энергия» находится в стадии становления и развития, не все вопросы, связанные с видом, объемом, периодичностью, точностью и другими параметрами информации, сложились достаточно четко и однозначно. Это в полной мере относится также и к системе государственного учета вод. Это создает известные трудности в установлении единых эксплуатационно-метрологических требований к уровням и расходомерам применительно к АСУ «Энергия» и системе государственного учета вод. Создание требований усложняется также и тем обстоятельством, что сами они со временем

могут значительно измениться. Это связано, во-первых, с постоянным совершенствованием вычислительных машин — увеличением их быстродействия, емкости памяти и т. п., приводящим к новым возможностям АСУ более эффективно эксплуатировать водные ресурсы, но вместе с тем предъявляющим новые требования по количеству и качеству получаемой машинными информацион. Во-вторых, по мере более тесного сопряжения АСУ «Энергия» с другими ОАСУ и АСУ центральных органов будут возникать новые требования к информации со стороны отраслевых систем. Заранее предусмотреть эти требования трудно, поскольку самого сопряжения еще нет, а следовательно, и нет опыта взаимодействия автоматизированных систем разных отраслей народного хозяйства. И, наконец, в-третьих, переход от информационно-справочных автоматизированных систем к советующим и управляющим системам вновь потребует пересмотра эксплуатационно-метрологических требований к автоматическим приборам и измерительным устройствам. Поэтому к эксплуатационно-метрологическим требованиям, предъявляемым к расходомерам и уровнемерам, следует относиться как к временным и в известной степени ориентировочным. Они основаны на сложившейся в настоящее время практике учета воды на гидроэлектростанциях и требований отчетности по воде, а также тех общих положениях АСУ «Энергия» и государственного учета вод и задачах ГЭС в области учета вод, которые были рассмотрены выше.

Требования учета воды на гидроэлектростанциях. Требование обязательного учета воды распространяется на все гидроэлектростанции с установленной мощностью более 5 тыс. кВт, а в отдельных случаях на гидроэлектростанции меньшей мощности [7]. Организовывать учет стока необходимо с минимальной загрузкой эксплуатационного персонала, максимально используя автоматическую аппаратуру. Наблюдение за стоком должно проводиться непрерывно, чтобы обеспечить определение средних суточных расходов за каждые без исключения сутки в каждой из фаз цикла (паводки, летняя и зимняя межень).

Учет воды должен производиться как через работающую, так и не работающую турбину (учет протечек через закрытый направляющий аппарат), а также турбину, работающую в режиме синхронного компенсатора.

Использование расходомеров предполагается любой конструкции исходя из местных условий.

Показания расходомеров, имеющих суммирующие устройства, требуется снимать 1 раз в сутки, в одно и то же строго установленное время. Показания расходомеров, не имеющих суммирующих устройств, снимаются с периодичностью, обеспечивающей учет стока с заданной точностью. Периодичность снятия показаний устанавливается местной инструкцией.

Погрешность в определении среднего суточного расхода воды через турбины и водосбросные сооружения должна быть не более установленной.

а) Метрологические требования к расходомерам и уровнемерам

Надежность работы. Наиболее важным требованием при разработке расходомеров и уровнемеров является обеспечение максимальной надежности и длительности срока службы. Оценка надежности проводится по среднему времени безотказной работы приборов. Определение показателей надежности проводится разработчиками совместно с заводом-изготовителем на образцах опытно-промышленной партии. Надежная работа расходомеров и уровнемеров должна обеспечиваться в течение не менее 18 мес: в течение этого срока заводом-изготовителем должны устраняться все неисправности в работе приборов.

Как показывает опыт эксплуатации, существующие конструкции уровнемеров в большинстве случаев удовлетворяют этому требованию безотказной работы в течение 18 мес (и более), а расходомеры, наоборот, только в отдельных случаях выдерживают это требование по надежности. Подробно об опыте эксплуатации расходомеров и причинах быстрого выхода их из строя сказано в § 4-5.

Класс приборов. Установленные на гидроэлектростанциях автоматические расходомеры и уровнемеры должны обеспечить получение средних суточных значений расхода (стока) с погрешностями, не превышающими:

Через гидроагрегаты высоконапорных гидроэлектростанций	2%
Через гидроагрегаты низконапорных гидроэлектростанций	3%
Через безнапорные водосливные отверстия	4%
Через шлюзы и транспортные средства	5%
Через напорные водосливные отверстия	6%

Для выполнения этих требований расходомеры турбин должны иметь класс не ниже 2,0, а гидросооружений — 2,5.

Материалы. Элементы конструкции, материалы и детали, применяемые в приборе, должны быть устойчивы против коррозии, возникающей под влиянием высокой влажности, колебаний температуры, вибрации и др. Поскольку расходомеры и уровнемеры, устанавливаемые на гидроэлектростанциях, находятся в условиях повышенной влажности, а в южных районах страны и температуры, то они должны изготавливаться в тропическом исполнении — сохранять работоспособность при температуре воздуха до 65°C и относительной влажности до 98%.

Конструкция. Построение конструкции автоматического прибора (вновь создаваемого) должно осуществляться по современным прогрессивным принципам — модульному, блочному или агрегатно-блочному. Это расширяет возможности применения данного прибора, облегчает его ремонт и наладку, улучшает технологичность изготовления, повышает технико-экономический эффект использования.

Выходные параметры. Расходомеры и суммирующие устройства должны иметь унифицированный выходной сигнал, который может подаваться на различные записывающие или общие суммирующие устройства или непосредственно в вычислительную машину для регистрации и обработки данных по расходу и стоку.

Частота измерений. В зависимости от задач, поставленных перед расходомерами, может задаваться различная частота измерений. Например, если предполагается на базе расходомерного устройства автоматизировать внутристанционное распределение нагрузки между гидроагрегатами с целью получения максимального к. п. л. гидроэлектростанции, то измерения должны проводиться непрерывно или с небольшим интервалом от нескольких секунд до нескольких минут.

Расходомеры, предназначенные для учета стока воды в соответствии с требованиями государственного учета вод, для управления режимами работы водохранилища или каскада водохранилищ, а также для решения различных водохозяйственных и водобалансовых расчетов могут ограничиваться измерениями, проводимыми через 5—10 мин, а в некоторых случаях и реже.

Пределы измерения. Расходомерные устройства должны давать надежные данные при работе гидроагрегата от режима холостого хода до максимальной нагрузки (или полного открытия направляющего аппарата турбины, если максимальная нагрузка достигается при частично открытом направляющем аппарате).

Помехозащищенность. Дополнительные погрешности, вызываемые изменением напряжения и частоты питающей сети, сильным магнитным полем в окружающем прибор пространстве и др., должны быть за счет помехозащитных устройств снижены до значений, обеспечивающих получение результата измерения в допустимых пределах погрешности.

Иные метрологические характеристики расходомеров — время прохождения указателем всей шкалы (быстродействие), вид диаграммы, скорость вращения диаграммного диска или ленты, габариты прибора и его внешнее оформление и др. — устанавливаются из соображений удобства производства измерений (на основании опыта эксплуатации приборов), технических возможностей завода-изготовителя, требований технической эстетики и соответствующих ГОСТ. Они не рассматриваются нами, поскольку непосредственно не связаны с требованиями системы Государственного учета вод и АСУ «Энергия» в части качества учета воды на гидроэлектростанциях.

4.3. Классификация и принципы работы расходомеров

Основная терминология в области приборов для измерения расходов и количества жидкости, газа и пара определяется ГОСТ 15528-70 и 18083-72.

В соответствии с этими ГОСТ расходомером называется прибор для измерения расхода вещества, счетчиком количества или просто счетчиком называется прибор для измерения количества вещества, расходомером со счетчиком называется прибор, одновременно измеряющий расход и количество вещества, преобразователем расхода называется устройство, непосредственно воспринимающее расход и преобразующее его в другую величину, удобную для измерения.

Классификация расходомеров и счетчиков. Существует большое число различных по принципам действия и конструктивному оформлению расходомеров и счетчиков.

Классификация их точно не определена и у разных авторов различна. Так, одни авторы по принципу действия делят расходомеры на переменного перепада давлений, постоянного перепада давлений, скоростного напора или скоростные, индукционные, ультразвуковые, радиоактивные. По другим литературным источникам классификация иная. Наиболее полная, на наш взгляд, приведена в [8], которая подразделяет расходомеры на 16 типов, а именно: 1) переменного перепада давления; 2) переменного уровня; 3) обтекания; 4) тахометрические; 5) силовые, 6) силовые перепадные; 7) тепловые; 8) вихревые; 9) электромагнитные; 10) ультразвуковые; 11) оптические; 12) ядерно-магнитные; 13) ионизационные; 14) концентрационные; 15) меточные; 16) парциальные. Мы будем разбирать только те типы расходомеров и счетчиков, которые используются для учета стока через турбины.

Используемые на отечественных гидроэлектростанциях расходомеры всех типов (кроме ВО) относятся в соответствии с данной классификацией к расходомерам переменного перепада давления. Они основаны на использовании зависимости перепада давления в двух точках спиральной камеры от проходящего через турбину расхода воды. Расходомер типа ВО использует зависимость расхода воды от положения (открытия) регулирующих органов турбины, что не подходит ни к одному типу расходомера данной классификации, являясь специфичным для гидроэлектростанций.

В последние годы за рубежом и у нас для энергетических испытаний гидротурбин разрабатываются ультразвуковые расходомерные устройства, основанные на зависимости скорости распространения ультразвуковых колебаний от скорости течения воды. Считается, что погрешность расходомеров, основанных на этом принципе, может быть 0,5% и менее. Но пока ввиду сложности применяемых средств трудно говорить о пригодности этого метода для постоянного измерения расхода воды на гидроэлектростанциях.

а) Расходомеры переменного перепада давления

Метод измерения расхода воды через гидротурбину по перепаду давления в двух точках мерного сечения спиральной камеры основывается на том, что при уста-

новившемся расходе скорость потока воды в спиральной камере увеличивается по мере приближения к оси рабочего колеса турбины. Давление соответственно падает. При изменении расхода воды через гидротурбину разность скоростей и давлений изменяется пропорционально квадрату расхода, т. е.

$$Q = k \sqrt{\Delta p}, \quad (4-1)$$

где Q — расход воды; Δp — перепад давления (разность пьезометрических уровней) в двух точках мерного сечения спиральной камеры; k — коэффициент пропорциональности, постоянный для выбранных точек отбора давления.

В результате большого числа натурных испытаний гидротурбин на разных гидроэлектростанциях установлено, что при правильном выборе точек отбора давления коэффициент K не зависит от значений расхода, мощности агрегата, напора, частоты вращения, открытия направляющего аппарата, состояния рабочего колеса и проточных частей турбины. На некоторых гидроэлектростанциях отмечается небольшое отклонение от квадратичной зависимости (4-1), при этом показатель степени корня может колебаться в пределах $2,08 \pm 1,92$ [2]. Установлено также, что для расходов от 30—40% до максимального значения разброс точек фактически измеренного расхода от найденных по зависимости (4-1) не превышает 1,0—1,5%. Это отклонение согласуется с указанными ранее показателями погрешностей методов испытаний гидротурбин.

При отсутствии результатов натурных испытаний коэффициент k может быть найден расчетно-экспериментальным способом. При этом точность зависимости несколько снижается. С учетом погрешностей измерения и расчета общая погрешность определения расхода в этом случае может быть оценена в пределах 2,0—2,5%.

Давление воды от спиральной камеры к измерительному прибору передается по измерительным трубкам, заполненным водой, т. е. гидравлическим путем (рис. 4-1). Опытом эксплуатации расходомеров-дифманометров на гидроэлектростанциях установлено, что такой способ передачи давления приводит к частым отказам по двум причинам: из-за скопления в измерительных трубках воздуха, выделяющегося из воды в самих трубках и попадающего в них из спиральной камеры (из воды и

при опорожнении камеры); из-за засорения измерительных трубок и пьезометрических ниппелей на выходе в спиральную камеру.

Для борьбы со скоплением воздуха устанавливаются воздухоотборники, которые периодически опорожняются.

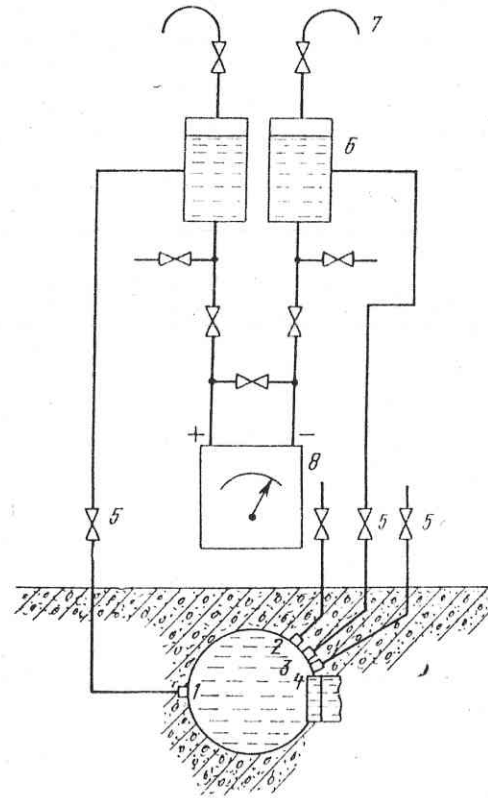


Рис. 4-1. Схема соединительных линий дифманометра со спиральной камерой при гидравлическом отборе давления.

1 — отбор высокого давления; 2, 3, 4 — отбор низкого давления; 5 — вентили; 6 — воздухоотборники; 7 — трубки для промывки и выпуска воздуха; 8 — расходомер-дифманометр.

Для предотвращения засорения измерительных труб периодически их промывают и продувают воздухом. В зависимости от конструкции системы отбора давления, степени аэрации и засоренности воды необходимая периодичность профилактических мероприятий по опыту эксплуатации на разных гидроэлектростанциях колеблется от 1 раза в сутки до 1 раза в полгода.

Известен также пневмогидравлический (барботажный) способ измерения, когда давление от спиральной камеры к измерительному прибору передается не водой, а непосредственно воздухом. В настоящее время разработана и соответствующая измерительная аппаратура.

Принципиальная схема устройств связи спиральной камеры с расходомером-дифманометром для этого способа измерения приведена на рис. 4-2. Сжатый воздух под давлением, превышающим давление воды в спиральной камере, подается через влагоотделитель 1 и фильтр 2

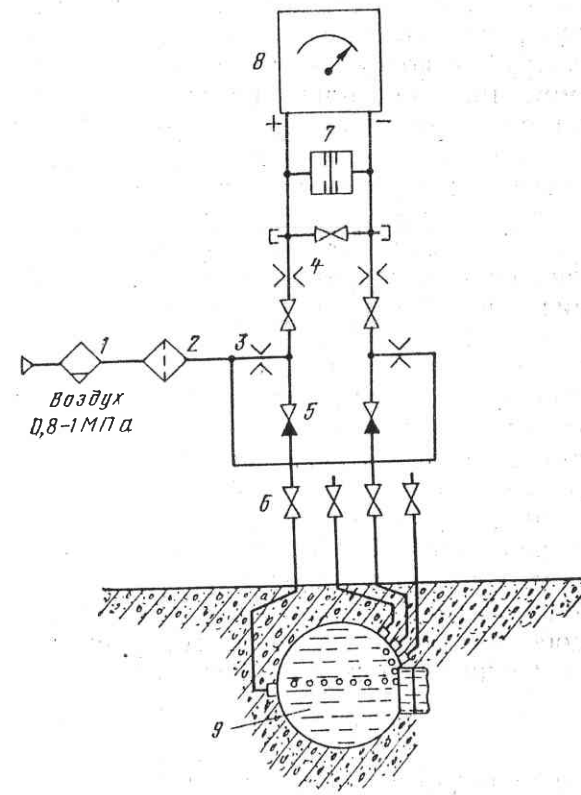


Рис. 4-2. Схема соединительных линий дифманометра со спиральной камерой при пневмогидравлическом способе измерения.

к дросселям 3. Давление воздуха за дросселем устанавливается равным давлению воды в месте выхода измерительных трубок в спиральную камеру 9 (при малом расходе воздуха потерями давления по длине измерительной трубки можно пренебречь). Для сглаживания пульсаций давления служат дроссели 4. Обратные клапаны 5 защищают пневматическую систему и дифманометр 8 от попадания воды в случае разгерметизации, прекращения подачи воздуха, опорожнения и последую-

шего заполнения спиральной камеры водой и других причин. Предохранительная мембрана 7 защищает измерительную систему дифманометра от больших перепадов давления при неправильных операциях с вентилями 6 и неисправности измерительных трубок.

Положительным качеством пневмогидравлического способа измерения является постоянная продувка измерительных трубок воздухом, защищающая их от засорения. Кроме того, поскольку рабочей средой является воздух, детали дифманометра меньше подвержены коррозии. Дифманометр может быть установлен в любом месте по высоте и практически на любом удалении от турбины. Недостатком способа является то, что плотность воздуха во много раз меньше плотности воды, и большое значение приобретает расположение по высоте пьезометрических ниппелей в спиральной камере. Разность отметок расположения ниппелей воспринимается дифманометром как начальный перепад давлений, соответствующий нулевому расходу воды. В некоторых случаях это обстоятельство приводит к тому, что начальный перепад давлений значительно превышает рабочий диапазон измерений, что сказывается на точности измерений. Так, например, на Саратовской ГЭС рабочий диапазон в 7 раз меньше начального перепада давлений. Такие случаи послужили поводом для разработки специальной модификации датчика перепада — ПГР6. При этом способе измерения зависимость расхода воды от перепада давлений выражается формулой

$$Q = k \sqrt{\Delta p - \Delta p_n} \quad (4-2)$$

где Δp_n — начальный перепад давлений.

К недостаткам можно отнести также и то, что при пневмогидравлическом способе измерений предъявляются повышенные требования к герметичности системы, необходим постоянный контроль за наличием воздуха и исправностью дросселей. Однако эти технические трудности преодолимы, а при соблюдении правил монтажа и эксплуатации аппаратуры профилактические мероприятия требуются не чаще 1 раза в год.

Существенное значение для точного измерения расхода по перепаду давления в спирали имеет постоянство закона распределения скоростей воды по сечению потока. Причиной нарушения может послужить, например, включение в работу расположенного на общем водоводе

водосброса или другой турбины. Так, на одной из гидроэлектростанций погрешность учета стока через турбину по этой причине достигала 11,7%. Поэтому при выборе мерного сечения и расположения в нем точек отбора давления необходимо проверять, насколько стабилен поток при изменении внешних факторов.

б) Расходомеры типа ВО

Принцип учета воды по открытию регулирующих органов турбины или открытию затвора гидротехнического сооружения основан на однозначной зависимости положения регулирующих органов турбины или затвора водосброса от расхода при постоянном напоре [2]. При изменении напора меняется и расход, пропускаемый турбиной или водосбросом. При незначительном изменении напора соотношение расхода и напора выражается зависимостью

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \quad (4-3)$$

Таким образом, сам принцип работы расходомеров ВО предполагает использование их в условиях, когда напор постоянный или колебание его по отношению к полному незначительно и не приводит к заметным погрешностям. Исходя из этого расходомеры в первую очередь могут применяться на высоконапорных и средненапорных гидроэлектростанциях и ограничено на низконапорных.

Низконапорные гидроэлектростанции обычно оборудуются турбинами поворотно-лопастного типа, средненапорные — поворотно-лопастного и радиально-осевого типа и высоконапорные — радиально-осевого и ковшового типов.

В настоящее время разработаны три модификации водометров: ВО-1, ВО-2 и ВО-3; комплект ВО-1 не имеет указателя и может использоваться только для суммирования стока.

Первичный прибор водометра (датчик), связанный непосредственно с какой-либо перемещающейся частью регулирующего органа через профильный клин, кулачок или иным способом, преобразует механическое перемещение в электрический сигнал, пропорциональный расходу.

В качестве датчика в расходомере ВО используется бесконтактный сельсин БС-404 или БС-404А, принципиально возможно использование потенциометра, реохорда и др. В качестве вторичного показывающего прибора используется микроамперметр, шкала которого градуируется в единицах измерения расхода в процессе налад-

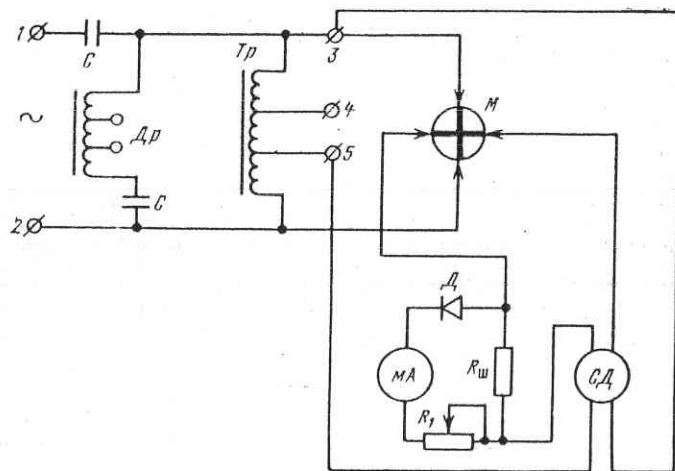


Рис. 4-3. Электрическая схема расходомера ВО-2.

С — конденсаторы; Др — дроссель; Тр — трансформатор; Д — диод; МА — микроамперметр; М — счетчик однофазного тока; R_1 — переменное сопротивление; СД — сельсин-датчик; $R_{ш}$ — шунт; 1, 2 — выводы напряжения переменного тока; 3, 4, 5 — выводы стабилизированного напряжения.

ки прибора на месте его установки. Может применяться микроамперметр М-265 с равномерной шкалой 0—100%.

Вторичный суммирующий прибор расходомера выполнен на базе счетчика выработки активной электроэнергии СО-2, обладающего высокой надежностью, малой стоимостью, простотой обслуживания и достаточно высокой точностью.

Электрическая схема расходомера ВО-2 представлена на рис. 4-3.

Стабилизированное дросселем и конденсаторами напряжение подается к трансформатору и катушкам напряжения счетчика М. С трансформатора напряжение подводится к обмоткам статора сельсина-датчика, а ток с ротора поступает в токовую катушку счетчика. Схема достаточно проста и содержит недефицитные элементы.

Недостатком принципа измерения расхода по положению регулирующих органов является дополнительная погрешность, которая может возникать от износа лопастей и направляющего аппарата гидротурбины в результате истирания их напосами и от кавитации, а также от изменения кинематической связи в механизме перемещения регулирующих органов в процессе эксплуатации и при ремонтах. Эта погрешность может возрасти до 10% и более в зависимости от условий эксплуатации турбин, периодичности ремонтов и тщательности после-ремонтной наладки механизмов и расходомера.

Погрешности могут возникать также в результате значительного колебания напора. В этом случае применение расходомера ВО возможно только при условии введения в схему измерения соответствующей коррективы по напору. Для этого в кинематическую схему связи вводится пространственный кулачок с двумя степенями свободы. Вращаясь вокруг оси и перемещаясь вдоль нее, кулачок обеспечивает учет не одного, а двух изменяющихся параметров — открытия регулирующего органа и напора. При правильно налаженной комбинаторной зависимости расходомер ВО, по мнению автора этого прибора Л. А. Владиславлева, обеспечивает учет стока с погрешностью в пределах до $\pm 2,5\%$ [2]. Некоторые другие специалисты считают эту цифру заниженной и оценивают погрешность прибора в $\pm 4,8\%$ [1].

Положительным качеством обоих рассмотренных способов — по перепаду давления в спиральной камере и по перемещению регулирующих органов — является то, что применяемая в них аппаратура является универсальной для любой турбины. Меняется только предел измерения в зависимости от номинального расхода турбины.

4-4. Конструкции расходомеров, устанавливаемых на гидроэлектростанциях

Средства измерения согласно принятой терминологии подразделяются на измерительные преобразователи, промежуточные преобразователи, показывающие приборы и соединяющие их линии связи.

Измерительные преобразователи непосредственно воспринимают измеряемую величину (в нашем случае — расход воды) и преобразуют ее в другую, удобную для измерения. В расходомерах-дифманометрах измерительными преобразователями могут служить сужающие

Таблица 4-1

Расходомеры гидротурбин, установленные на гидроэлектростанциях (по результатам опроса в 1975 г. и обследований)

Гидроэлектростанция	Тип расходомера	Используется ли для учета стока	Организация, проводившая наладку
Горьковская	Модель ВО-2	Нет	ГЭС
Угличская	ВО-2	Да	ОРГРЭС
Цимлянская	ДМИ-Р	Нет	ВНИИГ
Эзмнинская	ДП-281	"	ОРГРЭС
Новосибирская	ДМИ-Р	"	ВНИИГ
Вилуйская	ДСП-781Н	"	ВНИИГ
Мамаканская	ДМ	"	—
Маткожненская	ДМИ-Р	Да	ВНИИГ
Выгостровская	ВО-2	Нет	ОРГРЭС
Нарвская	ДМИ-Р	Да	ВНИИГ
Пальеозерская	ПГР-4	Нет	ОРГРЭС
Кондопожская	ПГР-4	"	ОРГРЭС
Иовская	ДМ	"	ВНИИГ
Кумская	ДМ	"	ВНИИГ
Верхнетуломская	ДМИ-Р	"	ВНИИГ
Кайтакоски	Стеминдекс 1	"	Фирма "Иматра-Вайма"
Хевоскоски	Иностранный	"	Норэлектро
Борисоглебская	Иностранный	"	Норэлектро
Павловская	ПГР-4+ВСП2	Нет	ОРГРЭС
Каховская	ВО-2, ИРС	"	ОРГРЭС
Теребля-Рикская	Э-280	"	—
Бухтарминская	ВО-2	"	ОРГРЭС
Плявинская имени В. И. Ленина	ДМ	"	Каскад Даугавских ГЭС
Ладжанури	РЭ-321	"	—
Шаори	ДМ	"	—
Ткибули	Иностранный	"	Тбилисский Гидэл
Аджарисцкальская	Иностранный	"	ОРГРЭС
Риони	ВО-2	"	ОРГРЭС
Гумати I	ВО-2	"	ОРГРЭС
Гумати II	ВО-2	"	ОРГРЭС
Мингечаурская	ДП-281	"	ВНИИГ
Уч-Курганская	ПГР-4	Да	ОРГРЭС
Кайраккумская	ДМ+ЭПИД-0,5	Нет	ВНИИГ
Варзобская I	ДМ+ЭПИД-0,5	"	—
Варзобская II	ДМ+ЭПИД-0,5	"	—
Варзобская III	ДМ+ЭПИД-0,5	"	—
Фархадская	ДМИ-Р	"	ВНИИГ
Чарвакская	ПГР-7	"	ОРГРЭС
Путкинская	ВО-2	Да	ОРГРЭС

Продолжение табл. 4-1

Гидроэлектростанция	Тип расходомера	Используется ли для учета стока	Организация, проводившая наладку
Орджоникидзевская	ДП-612	Нет	ОРГРЭС
Кременчугская	ПГР	Да	ОРГРЭС
Братская имени 50-летия Великого Октября	ПГР	"	ОРГРЭС
Саратовская имени Ленинского комсомола	ПГР	—	ОРГРЭС
Волжская имени В. И. Ленина	ВО-2М	Нет	ОРГРЭС
Чирюотская	ВО-2	"	ОРГРЭС

устройство, местное сопротивление, колено подводящего водовода или спиральная камера гидротурбины. На выходе преобразователя — перепад давления. Спиральная камера, являющаяся обязательным элементом современных поворотно-лопастных и радиально-осевых гидротурбин, используется в качестве измерительного преобразователя для расходомеров-дифманометров.

Связь измерительного преобразователя с промежуточным преобразователем-дифманометром осуществляется измерительными трубками.

Промежуточных преобразователей, последовательно преобразующих первоначальный сигнал от измерительного преобразователя, может быть один или несколько в зависимости от конструкции и назначения расходомера.

Рассмотрим применяемые на гидроэлектростанциях расходомеры, выпускаемые нашей промышленностью и установленные в настоящее время на гидроэлектростанциях.

Проведенный в 1975 г. опрос и специальные обследования гидроэлектростанций показали (табл. 4-1), что на некоторых гидроэлектростанциях наряду с новыми типами расходомеров до сего времени установлены расходомеры старых конструкций ДП-281, ДСП-781Н, Э-280, ДМ, ДМ+ЭПИД-0,5 и др., которые для учета на гидроэлектростанциях не используются ввиду их неработоспособности.

а) Современные дифманометры

В табл. 4-2 приведена номенклатура дифманометров союзных заводов на 1976 г., пригодных для измерения расхода воды через гидротурбины.

Приборы Харьковского завода контрольно-измерительных приборов (КИП), казанского завода «Теплоконтроль» и Киевского опытно-экспериментального завода

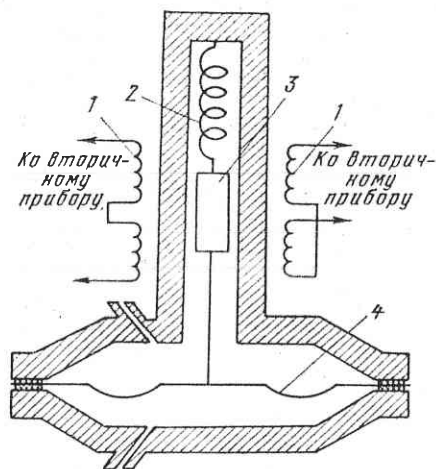


Рис. 4-4. Принципиальная схема дифманометра ДМИ-Р.

средств автоматического управления — деформационного типа. Усилие, возникающее на их измерительной мембране или сильфоне, уравнивается реакцией деформирующейся пружины.

Приборы рязанского завода «Теплоприбор» — компенсационные. Усилие измерительной мембраны или сильфона компенсируется усилием электромагнита. При этом мембрана или сильфон почти не меняют свое положение в пространстве.

Все указанные приборы (кроме ДП-А) имеют модификации, предназначенные для работы с жидкими и газообразными средами. Датчик ДП-А Киевского опытно-экспериментального завода предназначен для работы с воздухом.

Дифманометр ДМИ-Р завода КИП. Широкое распространение за последние годы получил комплект расходомера с дифманометром ДМИ-Р. В настоящее время этот расходомер принят институтом Гидропроект как типовой для новых гидроэлектростанций.

Принципиальная схема дифманометра изображена на рис. 4-4. Чувствительным элементом дифманометра служит вялая мембрана 4. Если давление над мембраной больше, чем давление под ней, то мембрана и жестко связанный с ней плунжер 3 дифрелеформаторного преобразователя 1 перемещаются, занимая положение, при котором усилие от приложенной к мембране разности давлений уравнивается силой пружины 2.

Конструкция дифманометра показана на рис. 4-5. Мембрана 12 и жестко связанный с ней плунжер 1 подвешены на измерительной пружине 10, неподвижный конец которой посредством держателя 9 жестко крепится к головке верхней части крышки 8. Плунжер перемеща-

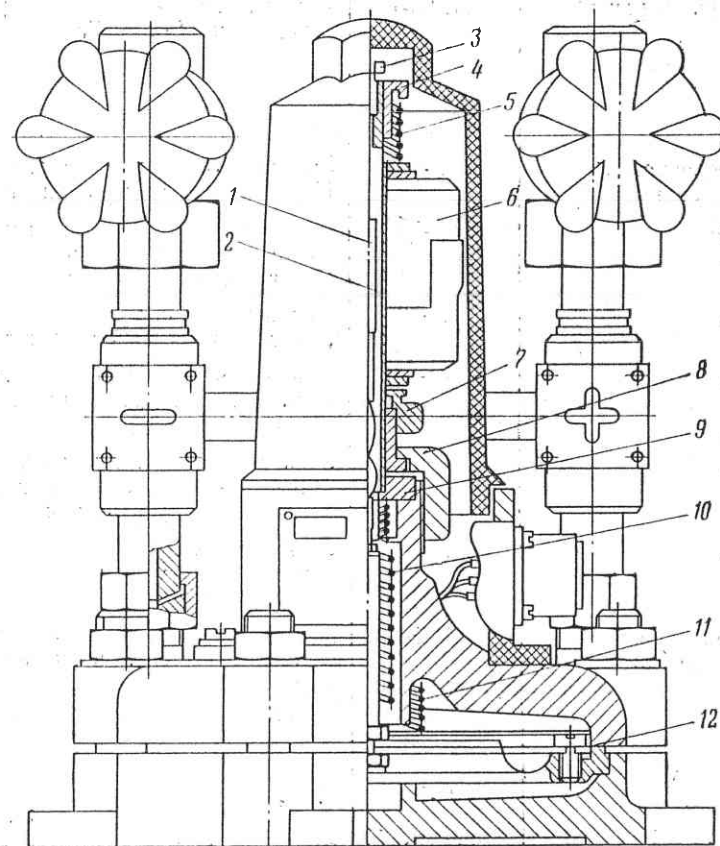


Рис. 4-5. Дифманометр ДМИ-Р.

ется внутри разделительной трубки 2, из немагнитной стали. Вращением держателя 9 можно изменять начальное натяжение пружины 10, определяющее нулевое положение мембраны. Изменение пределов измерения приборов достигается сменой измерительных пружин и мембран. Пружина 11 служит для стабилизации нулевого положения мембраны. Гайка 7 позволяет изменить по-

Номенклатура дифманометров

Т а б л и ц а 4-2

расходомеров и перепадамеров

Завод-изготовитель	Тип	Выход	Класс точности	Верхний предел перепада давления, Па (кгс/см²)	Предел избыточного давления, МПа (кгс/см²)	Примечание
КИП (г. Харьков)	ДМИ-Р	Напряжение 1—0—1 В переменного тока $f = 50$ Гц	1,5	$630 \div 100 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-3} \div 1$)	6,3 (63)	Поставляется в комплекте с вторичным прибором, ВФП (ВФС) или функциональным преобразователем
„Теплоконтроль“ (г. Казань)	ДСС-712	Запись расхода на диаграмме Интегратор с электродвигателем	1,0 0,6	$6,3 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-2} \div 1,6$)	6,3 (63); 16,0 (160); 32,0 (320)	
То же	ДСС-732	Запись расхода на диаграмме Дополнительная запись давления Интегратор с электродвигателем	1,0 — 0,6	$6,3 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-2} \div 1,6$)	6,3 (63); 16,0 (160); 32,0 (320)	
„ „	ДСП-781	Показания расхода Интегратор с электродвигателем	1,0 0,6	$6,3 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-2} \div 1,6$)	6,3 (63); 16,0 (160); 32,0 (320)	
„ „	ДСП-786	Показания перепада давления Электрический сигнал постоянного тока 0—5 мА	1,0 —	$6,3 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-2} \div 1,6$)	6,3 (63); 16,0 (160); 32,0 (320)	В тропическом исполнении не изготавливается
„ „	ДМЭ	Электрический сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный перепаду давления	1,0	$1,6 \cdot 10^3 \div 63 \cdot 10^3$ ($1,6 \cdot 10^{-2} \div 0,63$)	40 (400)	
„ „	ДМЭР	Электрический сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный расходу	1,5	$4 \cdot 10^3 \div 630 \cdot 10^3$ ($4 \cdot 10^{-2} \div 6,3$)	40 (400)	
„Теплоприбор“ (г. Рязань)	ДМ-Э2	Электрический сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный перепаду давления	1,0	$1 \cdot 10^3 \div 6,3 \cdot 10^3$ ($1 \cdot 10^{-2} \div 6,3 \cdot 10^{-2}$)	1 (10)	
То же	ДС-Э3	То же	1,0 0,6	$4 \cdot 10^3$ ($4 \cdot 10^{-2}$) $0,6 \cdot 10^3 \div 2,5 \cdot 10^3$ ($0,6 \cdot 10^{-2} \div 2,5 \cdot 10^{-2}$)	10 (100) ¹ 40 (400)	
„ „	ДС-Э4	„ „	0,6	$40 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($0,4 \div 1,6$)	10 (100); 40 (400)	
„ „	ДМ-ЭР2	Электрический сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный расходу	1,0	$1,6 \cdot 10^3 \div 6,3 \cdot 10^3$ ($1,6 \cdot 10^{-2} \div 6,3 \cdot 10^{-2}$)	1 (10)	
„ „	ДС-ЭР3	То же	1,0	$6,3 \cdot 10^3 \div 25 \cdot 10^3$ ($6,3 \cdot 10^{-2} \div 0,25$)	10 (100); 40 (400)	
„ „	ДС-ЭР4	„ „	1,0	$40 \cdot 10^3 \div 160 \cdot 10^3$ ($0,4 \div 1$)	10 (100); 40 (400)	
Киевский опытно-экспериментальный средств автоматического управления	ДП-А	Показания перепада давления, электрический сигнал сельсинной связи 0—120°	2,0	$10 \cdot 10^3 \div 300 \cdot 10^3$ ($0,1 \div 3$)	1 (10)	

ложение дифтрансформаторного преобразователя 6 относительно плунжера 1 и таким образом корректировать нуль прибора. Пружина 5 со специальной гайкой 4 и пробкой 3 предназначена для стабилизации положения дифтрансформаторного преобразователя. Коррекция нуля возможна в диапазоне 40% от диапазона измерения дифманометра.

Дифманометр ДМН-Р может быть использован как с гидравлической, так и с пневмогидравлической схемой измерения. В последнем случае он должен быть оснащен соответствующими дополнительными устройствами (дресселями, фильтром и т. д.).

Измерительный преобразователь перепада ДП-А Киевского опытно-экспериментального завода средств автоматического управления. В конце 60-х годов ОРГРЭС разработал расходомер с пневмогидравлическим датчиком перепада ПГР-4 и показывающим, записывающим и интегрирующим прибором ВСП-2, который выпускался Киевским опытно-экспериментальным заводом средств автоматического управления под названием «датчик перепада ДП модификации А»¹ (рис. 4-6).

Измерительная система датчика состоит из сильфонного блока 1 и пружины 2. Перемещение жесткого дна сильфона под действием разности давлений передается на рычаг 3, проходящий через уплотняющий сильфон 4. Перемещение свободного конца рычага 3 передается на ось сельсина 5 и информационной шкалы 6. Датчик предназначен для передачи показаний на расстояние. Благодаря развитому узлу уравнивающей пружины обеспечивается хорошая стабильность датчика. Путем натяжения пружины обеспечивается компенсация предварительного перепада давлений в пределах 20% рабочего диапазона. В особых случаях это значение может быть путем соответствующего подбора пружины увеличено до 40%. Для очень большого начального перепада давления разработаны модификации датчика — ПГР-6 и ПГР-7, пригодные для гидроэлектростанций с напором до 500 м. Конструкция ПГР-7 отличается от основной конструкции тем, что не имеет рычажного вывода от сильфона к сельсину. Здесь применен линейный сельсин с поступательно перемещающимся плунжером, связанным тягой с сильфоном. Обмотка сельсина охватывает

¹ В настоящее время снят с производства, но находится в эксплуатации на действующих ГЭС.

разделительную немагнитную трубку, в которой ходит плунжер. Внешние соединения датчика аналогичны основной конструкции.

Показывающие и записывающие дифманометры завода «Теплоконтроль». Для измерения расхода воды,

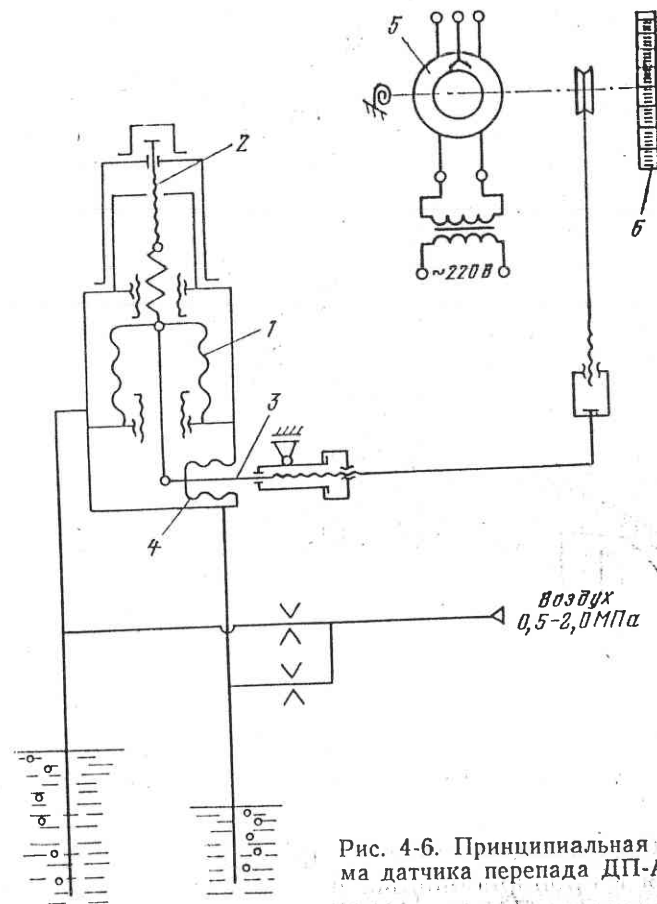


Рис. 4-6. Принципиальная схема датчика перепада ДП-А.

протекающей через гидротурбину, без передачи показаний на расстояние могут быть использованы дифманометры типов ДСС-712, ДСС-732 и ДСП-781 (табл. 4-2), схемы которых представлены на рис. 4-7, 4-8.

Сведений о применении этих расходомеров на гидроэлектростанциях (за исключением ДСП-781Н — Вилъюнская ГЭС) нет. Недостаток расходомеров — отсутствие выходного электрического сигнала, лишаящее возмож-

ности суммирования и учета стока по гидроэлектростанции.

Электропередающие дифманометры завода «Теплоконтроль». Дифманометры ДСП-786, ДМЭ и ДМЭР выпускаются с унифицированным выходным электрическим сигналом 0—5 мА постоянного тока. Причем дифмано-

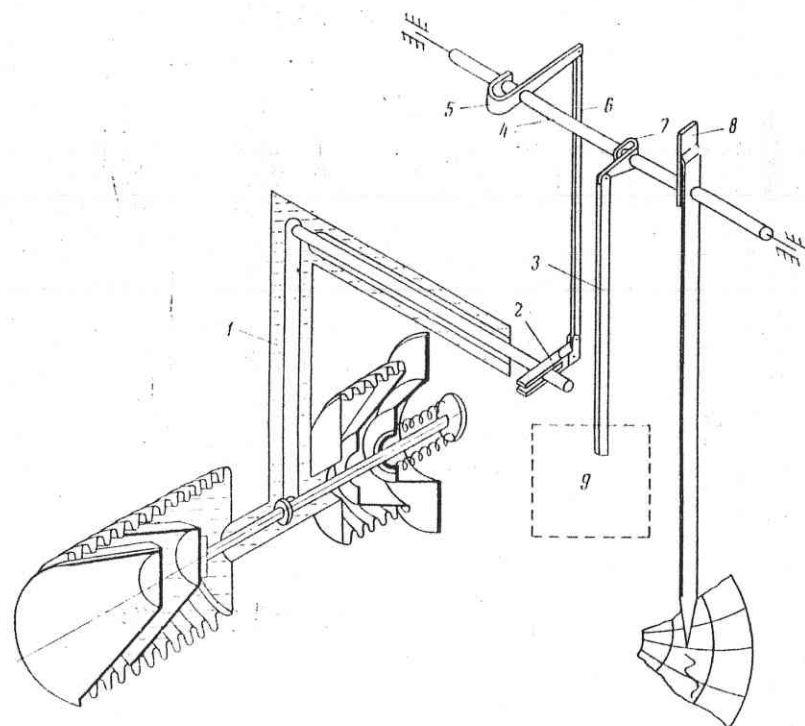


Рис. 4-7. Кинематическая схема дифманометра ДСС-712.

1 — блок сильфонов; 2 — рычаг; 3, 6 — шатуны; 4 — ось; 5 — поводок; 8 — перо; 9 — интегратор.

метр ДСП-786 обеспечивает преобразование перепада давления в пропорциональный ему электрический сигнал. Дифманометры ДМЭ и ДМЭР — бесшкальные (рис. 4-9). Выходной сигнал дифманометра ДМЭ пропорционален перепаду давления, а дифманометра ДМЭР — корню квадратному из перепада или, что то же, расходу воды.

Дифманометр ДСП-786 имеет механоэлектрический преобразователь, дифманометры ДМЭ и ДМЭР — магнитомодуляционный.

Компенсационные электропередающие дифманометры завода «Теплоконтроль». Дифманометры типов ДМ-Э и

ДС-Э с силовой компенсацией усилия измерительного элемента. Выходной сигнал 0—5 мА постоянного тока дифманометров ДМ-Э и ДС-Э пропорционален перепаду давления, дифманометров ДМ-ЭР и ДС-ЭР — корню квадратному из перепада (расходу воды).

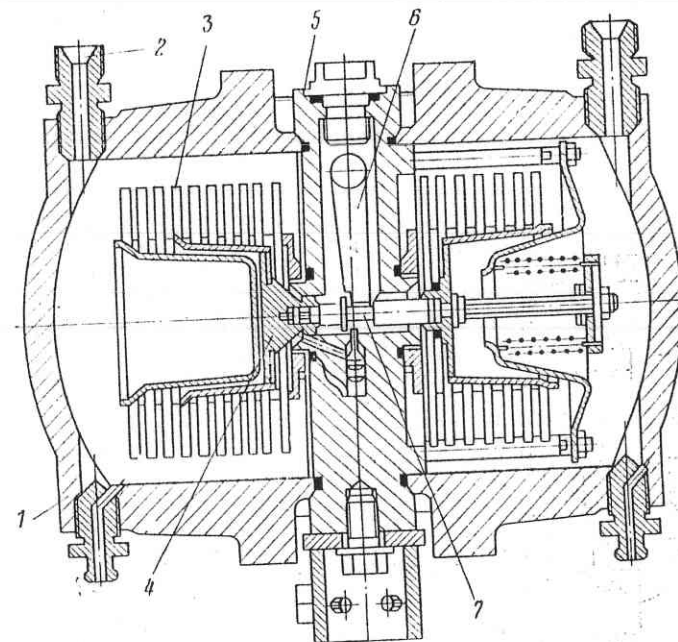


Рис. 4-8. Сильфонный блок дифманометров ДСС и ДСП.

1 — крышка; 2 — штуцер; 3 — сильфон; 4 — кольцо уплотнительное; 5 — основание; 6 — рычаг; 7 — опора роликовая.

Мембранные дифманометры ДМ-Э2 и ДМ-ЭР2 рассчитаны на низкие перепады давления порядка от 1×10^{-3} до $6,3 \cdot 10^{-3}$ МПа (от 0,01 до 0,063 кгс/см²). Сильфонные дифманометры ДС-Э3, ДС-Э4 и ДС-ЭР3, ДС-ЭР4 могут работать при перепадах давления от 4×10^{-3} до $25 \cdot 10^{-3}$ МПа (0,04—0,25 кгс/см²) и от $4 \cdot 10^{-3}$ до $16 \cdot 10^{-2}$ МПа (0,04—1,6 кгс/см²).

б) Функциональные преобразователи и показывающие приборы

Номенклатура современных показывающих приборов и функциональных преобразователей, которые могут быть применены в расходомерах гидротурбин, приведена

в табл. 4-3 и 4-4. Здесь подобраны приборы с унифицированным входным токовым сигналом и приборы, входящие в специализированные комплекты расходомеров.

Завод КИП комплектует дифманометры ДМИ-Р показывающими приборами ВФП-М класса 0,5 или записывающими ВФС-М класса 1,0. Оба типа приборов мо-

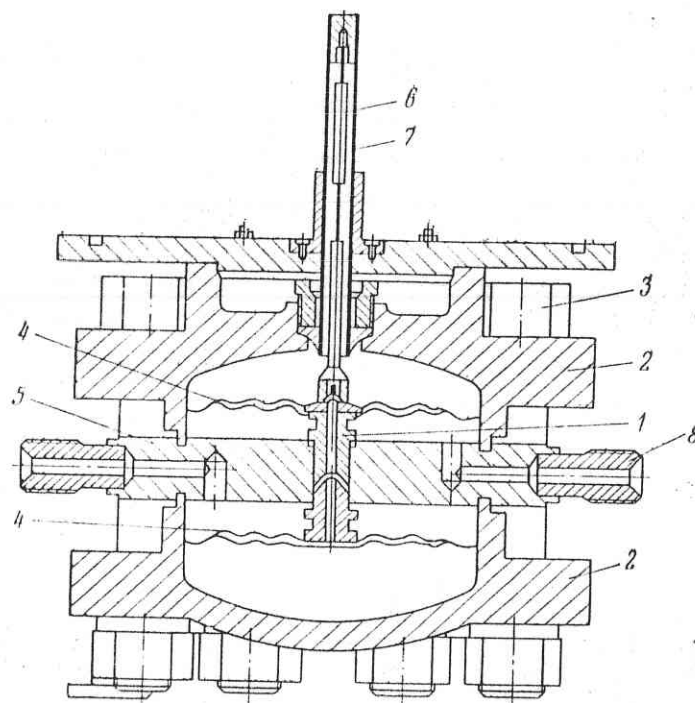


Рис. 4-9. Измерительный блок дифманометра ДМЭ.

1 — мембранный блок; 2 — крышка; 3 — стяжные болты; 4 — мембранные коробки; 5 — подушка; 6 — магнитный плунжер; 7 — разделительная трубка; 8 — штуцер.

гут комплектоваться частотными преобразователями ПГ и счетчиками стока СЧ класса 0,1.

Киевский опытно-экспериментальный завод средств автоматического управления разработал комплект расходомера типа ИРС, который состоит из квадратичного преобразователя ПК, подключаемого к датчику перепада ДП-А, и цифрового показывающего прибора ПВЦ. При испытаниях в лабораторных условиях погрешность показаний расхода составила 1,2%, погрешность по стоку — 2,0%. По результатам поверочных испытаний опыт-

Таблица 4-3

Номенклатура показывающих приборов

Завод-изготовитель	Тип	Входной сигнал	Выход	Класс точности, %	Примечание
КИП (г. Харьков)	ВФП-М	Напряжение 1—0—1 В переменного тока 50 Гц	Показания расхода, частота 4—8 кГц переменного тока с амплитудой напряжения 0,6—12 В	0,5	
То же	ВФС-М	То же	Запись расхода; частота 4—8 кГц переменного тока с амплитудой 0,6—12 В	1,0	
„	СЧ	Положительные или двухполярные импульсы или синусоиды с амплитудой напряжения 0,6—12 В и частотой 4—8 кГц	Цифровое показание стока	0,1	
„Манометр“ (г. Москва)	КСУ-4	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА по 1, 3, 6, 12 каналам	Показания расхода Запись расхода	0,25 0,5	
„Вибратор“ (г. Ленинград)	М1731К	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА	Показания расхода (м³/с, м³/ч) Выходной токовый сигнал к блоку сигнализации и регулирования	0,5 1,0	
„Электроприбор“ (г. Омск)	М-1740, М-1741, М-1742, М-1743	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА по 3, 4, 8, 12 каналам	Показания расхода (м³/с, м³/ч)	1,0	
Опытный завод НИИ „Теплоприбор“ (г. Смоленск)	ПВИ-4	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА	Показания стока на счетчике, м³; постоянная интегрирования 240—2400 ед/(мА·ч)	0,25	

Завод-изготовитель	Тип	Входной сигнал	Выход	Класс точности, %	Примечание
Узводспецназдка (г. Бектемир)	Устройство автоматического опроса и суммирования показаний расходомеров с цифровой индикацией	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА по 7 каналам	Показания расхода каждой машины и суммарного расхода станции. Электрический сигнал выдается в двоичном коде на цифропечатающую машину	4,0	Опытный
ОРГЭС	ППР	Трехпроводный сельсинный сигнал. Угол поворота 120° сельсина. БД-404Б или унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА	Показания расхода, м³/с Показания стока, м³ Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный расходу	2,0 2,0 2,0	Опытный
ОРГЭС	ВО-2	Напряжение переменного тока	Показания расхода, м³/с Показания тока	2,5 —	Опытный
Киевский опытно-экспериментальный центр автоматического управления	ИРС (ПК+ПВЦ)	Трехпроводный сельсинный сигнал. Угол поворота 120° сельсина БД-404Б	Показания расхода, м³/с Показания стока, м³ Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный расходу	— — —	—
ПО "Промприбор" (г. Чебоксары)	ПВИ-5	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА	Показания стока на счетчике, м³ Выход импульсных сигналов на внешний счетчик	0,25 0,25	В настоящее время не выпускается

Номенклатура функциональных преобразователей

Завод-изготовитель	Тип	Входной сигнал	Выход	Класс точности, %	Примечание
Электронизмерительных приборов (г. Краснодар)	П-1730 П-1731	Ток фотоконтактного устройства, расположенного в узкопрофильном приборе М-1731К Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА То же	Замыкание сигнальных контактов	—	—
МЗТА (г. Москва) То же	В-01 А-33	Напряжение постоянного тока 0—10 В, 1 или 3 канала Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА на 1 канал То же на 5, 10 каналов	Замыкание токовой цепи при отклонении нагрузки Унифицированный сигнал постоянного тока $I_{\text{вых}} = \sqrt{5} I_{\text{вх}}$, мА	0,1 1,0	Система "Каскад" То же
Приборостроительный (г. Ивано-Франковск)	БВО-П БВО-Ш	Напряжение постоянного тока 0—10 В, 1 или 3 канала Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА на 1 канал То же на 5, 10 каналов	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА на нагрузку 2 кОм Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный сумме входных сигналов	0,5 1	Система АКЭР: П—приборный; Ш—шкафной Взамен Е-811Н/1 Взамен Е-811Н/2
Электронизмерительных приборов (г. Витебск)	Е-831Н/1	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА на 4 канала	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный сумме входных сигналов	1	—
МЗТА (г. Москва)	А04	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА на 4 канала	Унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА, пропорциональный сумме входных сигналов	1	—

ного образца на Каховской ГЭС в 1976 г. погрешность по расходу — 2,0%, по стоку — 3,2%. В качестве прибора, показывающего значение расхода, к дифманометрам с выходным унифицированным сигналом 0—5 мА постоянного тока, пропорциональным расходу воды, могут подключаться узкопрофильные приборы типа М1731 класса 0,5 завода «Вибратор». При необходимости прибор укомплектовывается блоком сигнализации и регулирования типа П1730 или П1731. Срабатывание сигнального устройства гарантируется с погрешностью, не превышающей 1,0% (табл. 4-3).

Для одновременного наблюдения за расходом от нескольких дифманометров могут быть применены многоканальные узкопрофильные приборы типов М1743, М1740, М1741, М1742 класса 1,0 (соответственно на 3, 4, 8 и 12 каналов) завода «Электроточприбор».

Запись на диаграммной ленте и показания расхода от нескольких дифманометров с токовым выходом, пропорциональным расходу, можно обеспечить с помощью многоточечного миллиамперметра типа КСУ4 класса 0,5 на 1, 3, 6 или 12 каналов. Прибор снабжен контактами для сигнализации отклонения измеряемой величины за нормальные пределы и реостатным датчиком для передачи показаний на расстояние.

Дифманометры, имеющие на выходе унифицированный токовый сигнал 0—5 мА, пропорциональный перепаду давления, должны для линеаризации показаний комплектоваться устройствами извлечения корня типа АЗЗ, класса 1,0 [изготовление Московского завода тепловой автоматики (МЗТА)], или типа БВО класса 0,5 (изготовление Ивано-Франковского приборостроительного завода).

Для показаний стока может быть применен вторичный интегрирующий прибор типа ПВИ-4 класса 0,25 (завода «Теплоприбор», г. Смоленск) или ПВИ-5 класса 0,25 (производственного объединения «Промприбор», г. Чебоксары). Входной сигнал приборов 0—5 мА постоянного тока. Коэффициент счетчика может подбираться при наладке в широких пределах 240—2400 ед/мА·ч.

Схема подключения показывающих приборов к дифманометрам с токовым выходом показана на рис. 4-10. Токовые приборы и устройства должны подключаться в разрыв электрической двухпроводной связи, приборы

постоянного напряжения подключают аналогично вольтметрам — параллельно нагрузочному сопротивлению.

Для защиты токовой цепи от обрыва линии или при отключении отдельных приборов может быть применено защитное устройство типа ВО1 (завод МЗТА, г. Москва). Подключение устройства вносит погрешность не более 0,1%.

Опытный завод средств автоматизации и приборов (ОЗАП) Мосэнерго выпускает расходомеры воды со счетчиком РС-1 на базе приборов ДС1 и ДСП1 завода

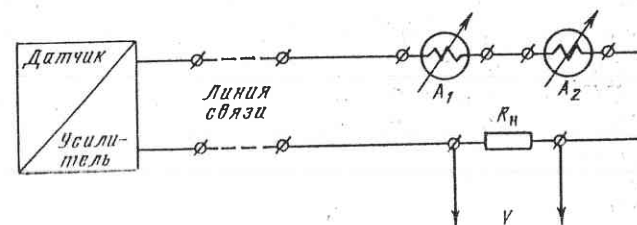


Рис. 4-10. Схема соединений измерительных приборов с дифманометром, имеющим токовый унифицированный вывод.

«Львовприбор». Внутри прибора вместо щеточного время-импульсного преобразователя устанавливается преобразователь с магнитоуправляемыми контактами и транзисторным усилителем к ним. Импульсы преобразователя поступают на счетчик количества с синхронным двигателем и барабаниковым счетчиком. Погрешность суммирования — не более 0,6%. Прибор работает в комплекте с дифманометром с дифференциально-трансформаторным датчиком на выходе (ДМ завода «Манометр», г. Москва и др.).

Специализированное пусконаладочное управление «Узводспецналадка» (г. Бектемир) разработало устройство автоматического опроса и суммирования показаний расходомеров с цифровой индикацией. Устройство работает в комплекте с дифманометрами, выдающими унифицированный сигнал 0—5 мА постоянного тока, пропорциональный перепаду давления. Оно поочередно подключается к каждому опрашиваемому дифманометру, выполняет индивидуальное по каждому входу преобразование сигнала перепада в сигнал расхода и преобразует этот сигнал в цифровую форму. Сумма показаний всех опрашиваемых расходомеров выдается в конце цикла опроса в виде суммарного расхода. Класс точности 4,0.

Одновременно с цифровой индикацией устройство выдает сигнал в виде двоичного кода на цифрорпечатающую машину.

Для суммирования унифицированных токовых сигналов от нескольких дифманометров могут быть применены измерительные преобразователи Е-811 Витебского завода электронизмерительных приборов на 5 или 10 входных каналов или А04 на 4 входных канала завода МЗТА. Оба преобразователя класса 1,0. На выходе преобразователей — унифицированный сигнал постоянного тока 0—5 мА.

В комплекте с датчиками перепада ПГР4, ПГР6 и ПГР7 трестом ОРГРЭС применялся как показывающий прибор ВСР2, разработанный на базе прибора ДС1 завода «Львовприбор». Прибор модернизирован электролабораторией Кременчугской ГЭС путем замены электромагнитной муфты интегратора синхронным двигателем ДСД-2.

В настоящее время б. трестом ОРГРЭС (ныне Союзтехэнерго) разработаны два варианта показывающих приборов расходомера со счетчиком стока, отличающихся конструкцией интегратора. В одном приборе в качестве интегратора использован однофазный индукционный электрический счетчик СОИ-446 (или СОИ-445), во втором — бесконтактный время-импульсный преобразователь с синхронным электродвигателем, связанным с механическим барабанчиковым счетчиком стока. Оба типа приборов работают в комплекте с датчиком перепада ДП-А.

Приборы, кроме показаний расхода и стока, выдают унифицированный сигнал 0—5 мА постоянного тока для дистанционной передачи показаний и суммирования стока по гидроэлектростанции. Имеется контактная система для сигнализации о достижении расходом значений заданных уставок. Контакты могут использоваться для целей отключения цепей указателя расхода и интегратора, для сигнализации о неисправности расходомера.

Другой вариант прибора предназначен для комплектации дифманометров с выходным сигналом, пропорциональным расходу, а также для показания суммарного расхода и стока воды в комплекте с несколькими расходомерами и суммирующим измерительным преобразователем унифицированных сигналов типа Е-811, А04 или БВО.

4-5. Опыт эксплуатации расходомеров, установленных на гидроэлектростанции

Несмотря на то, что на 40% гидроэлектростанций Союза установлены турбинные расходомеры, эксплуатируются они только на нескольких гидроэлектростанциях. Причина заключается в том, что конструкции расходомеров еще недостаточно совершенны и требуют постоянного наблюдения, регулировки, внесения поправок в показания. В табл. 4-1 приведены сведения на 1975 г. об установленных на гидроэлектростанциях расходомерах.

На большинстве гидроэлектростанций установлены расходомеры-дифманометры с гидравлическим отбором давления из спиральной камеры. Недостатки такого способа отбора давления отмечались ранее: это засорение трубок, попадание в них воздуха. Именно эти причины чаще всего приводят к нарушению нормальной работы расходомеров. Из 26 гидроэлектростанций, где они установлены, только Нарвская ГЭС их эксплуатирует. Из-за засорения измерительных трубок вышли из строя, например, расходомеры на Маткожненской ГЭС; на ряде гидроэлектростанций расходомеры либо отключены, либо работают как опытные и для учета стока не используются (Новосибирская ГЭС, Плявинская ГЭС).

На некоторых гидроэлектростанциях установлены расходомеры зарубежных фирм: «Сименс», «Стеминдекс», «Броун», «Бейли метер компани» и др. Все они основаны на принципе определения расхода воды по перепаду давления в спиральной камере гидротурбины с гидравлическим отбором давления и поэтому страдают тем же недостатком — перестают работать из-за засорения измерительных трубок. В первую очередь это относится к гидроэлектростанциям, расположенным на горных реках (Орджоникидзевская ГЭС Терского каскада, Аджарисцкая, Ткибульская ГЭС).

Как видно из табл. 4-2, на восьми гидроэлектростанциях установлены расходомеры с пневмогидравлическими датчиками перепада давления в спиральной камере. С 1969 г. на Кременчугской ГЭС успешно эксплуатируются 12 комплектов расходомеров с датчиками ПГР4 и показывающими приборами ВСР2. На остальных гидроэлектростанциях установлены опытные приборы.

На 10 гидроэлектростанциях установлены расходомеры по открытию регулирующих органов. К сожалению, на большинстве гидроэлектростанций наладка

расходомеров не доведена до уровня практического применения (например, шкалы приборов имеют случайную градуировку, отсчет по ним должен вестись с введением коэффициентов, не кратных 10). По опыту наладки и эксплуатации расходомеров установлено, что встроенный электромагнитный стабилизатор напряжения не удовлетворяет требованиям к точности поддержания напряжения и его целесообразно заменять наружным общепромышленным стабилизатором (например, С-0,16). На некоторых гидроэлектростанциях точность определения расхода не отвечает современным требованиям. Поэтому, как видно из табл. 4-1, только две гидростанции используют расходомеры этого типа для учета стока: Угличская и Путкинская.

Ниже приведены результаты специальных обследований семи гидростанций, на которых длительное время эксплуатируются или проходят испытания различные конструкции расходомеров.

Угличская ГЭС

На гидроэлектростанции установлено два комплекта расходомеров типа ВО-2. Сельсин-датчик связан с клином, установленным на тяге обратной связи от направляющего аппарата гидротурбины. Наладку проводил ОРГРЭС. Расходомеры введены в работу в феврале 1974 г. По результатам проведенных в 1976 г. испытаний при нагрузке агрегатов, близкой к максимальной, определены погрешности показаний расходомеров относительно осредненной расходной характеристики:

Гидротурбина № 1	+5%
Гидротурбина № 2	-9%
Суммарно по гидроэлектростанции при работе обеих турбин	-1,9%

Индивидуальные погрешности турбинных расходомеров вызваны различием комбинаторных зависимостей турбин, не учтенным при наладке.

При глубоких сработках водохранилища перед паводком (до 5 м — 35% среднеэксплуатационного напора) погрешность показаний расходомеров возрастает суммарно по гидроэлектростанции до 6%.

Отчетность ведется по расходомерам с корректировкой по характеристикам. Отказов в работе не было.

Горьковская ГЭС

На гидроэлектростанции установлено шесть комплектов расходомеров собственной конструкции, сходной с конструкцией ВО-2. Используется зависимость между углом установки лопастей рабочего колеса турбины и расходом воды. Расходомер не имеет отсчетного устройства расхода, а только счетчик стока в виде однофазного

электросчетчика, включенного через сопротивление на выходную обмотку сельсина.

Приборы эксплуатировались с 1968 по 1974 г. Погрешность показаний не превышала 2,5—3,0%. За время работы наблюдались отказы из-за подгорания контактов, отключающих счетчик при остановке турбины.

С 1975 г. ввиду того, что разрегулировалась комбинаторная зависимость, учет стока по расходомерам не производится.

Волжская ГЭС имени В. И. Ленина

На гидроагрегатах № 6 и 7 установлены два опытных комплекта турбинных расходомеров типа ВО-2М с дополнительным общим суммирующим прибором. Каждый расходомер имеет два сельсин-датчика, связанных с тягами обратных связей от направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. Для определения расхода используется сумма выходных напряжений обоих сельсинов.

Разработчик, изготовитель и наладчик — ОРГРЭС, расходомеры включены в работу в марте 1976 г.

Погрешность показаний расхода и стока 10—18%. Суммирующий прибор, включенный последовательно в цепь измерений, вносит дополнительную погрешность в показания, что особенно сказывается при остановке одной из турбин; расходомер остановленной турбины показывает расход и считает сток.

Шкалы указателей расхода и стока протарированы в относительных единицах и имеют пересчетные коэффициенты, не кратные 10. Для учета стока в настоящее время приборы не используются.

Нарвская ГЭС

На гидроэлектростанции установлено три комплекта расходомеров завода КИП типа ДМИ-Р с показывающим прибором ВФС-М и счетчиком СЧ. Отбор давления из спиральной камеры — гидравлический. Наладку проводил ВНИИГ. Расходомеры введены в работу в июне 1973 г.

Во время наладки многократно отказывали и заменялись на новые делители частоты и механические счетчики. Для исключения ложной работы счетчика при остановленном агрегате и работе в режиме синхронного компенсатора в его цепь введен конечный выключатель показывающего прибора. При опорожнении спиральной камеры из-за нарушения герметичности вентиля наблюдались случаи утечки воды из измерительных трубок, что приводило к значительной погрешности показаний расходомера. Наблюдались случаи повреждения мембраны (возможно, при большом перепаде давления при осушении спиральной камеры).

В последнее время (1975—1976 гг.) расходомеры работают без отказов. В оптимальной зоне работы турбины погрешность расходомеров не превышает 2—3%, при нагрузке агрегата около 50% погрешность 6—7%.

Один раз в месяц производится продувка измерительных трубок от скопившегося воздуха и корректировка приборов. Ежедневный отсчет по приборам контролируется расчетом расхода по характеристикам гидротурбин; при необходимости производится подстройка приборов. Эксплуатация ведется с целью накопления опыта работы автоматических расходомеров этого типа.

Кременчугская ГЭС

На гидроэлектростанции установлено 12 комплектов расходомеров с датчиками перепада ПГР4 и показывающими приборами ВСП-2. Измерение перепада давления осуществляется пневмогидравлическим способом. Наладку проводил ОРГРЭС. Приборы введены в работу в 1969 г. В 1973—1974 гг. работниками гидроэлектростанции модернизированы интеграторы показывающих приборов — вместо электромагнитной муфты установлен синхронный электродвигатель ДСД-2 к счетчику стока. Для увеличения срока службы в цепи электропитания прибора введены конечные выключатели направляющего аппарата турбины, отключающие расходомер при остановке агрегата или переводе его в режим синхронного компенсатора.

В целях профилактики раз в 3—4 мес производится чистка воздушных дросселей (ввиду отсутствия влагоотделителей перед фильтрами).

Погрешность приборов 1,5—2%. За время эксплуатации погрешность практически не изменилась. Поломок и сбоев в работе не было.

Каховская ГЭС

На гидроэлектростанции установлено шесть комплектов расходомеров ВО-2, изготовленных и налаженных трестом ОРГРЭС. После наладки расходомеры использовались для учета воды, однако в последующем ввиду значительных погрешностей сумматора стока расходомеры не используются.

В 1974 г. на пяти агрегатах гидроэлектростанции установлены опытные расходомеры типа ИРС Киевского опытно-экспериментального завода средств автоматического управления. Испытания приборов показали малую надежность счетчиков стока. Неудачными оказались струнные преобразователи, делители частоты и механические счетчики с электромагнитным приводом. Эти узлы заимствованы из комплекта расходомера завода КИП. Очевидно, все замечания к ним нужно распространить и на приборы ВФП-М (ВФС-М) и СЧ.

При соответствующей доработке конструкции комплекта расходомера ИРС, которая в настоящее время проводится, можно ожидать точности измерений по расходу 2, по стоку 3%.

Братская ГЭС имени 50-летия Великого Октября

На гидроэлектростанции установлено два комплекта расходомеров с пневмогидравлическим датчиком перепада давления ПГР4 и показывающим прибором типа ВСП-2 с указателем расхода в виде миллиамперметра и счетчиком стока в виде однофазного электро-счетчика. Для защиты датчика перепада давления от попадания в него воды и разрушения сиффона при неправильных операциях с вентилями на измерительных трубках применено устройство, состоящее из обратных клапанов 5 и предохранительной мембраны 7 (см. рис. 4-2).

Наладку проводил ОРГРЭС. Один расходомер включен в опытную эксплуатацию в марте 1975 г., другой — в январе 1976 г. За время эксплуатации были один отказ показывающего прибора — вышла из зацепления с осью сельсина замыкающая пружина — и один случай прорыва мембраны защитного устройства при неправильных операциях с вентилями; мембрана заменена. Наибольшая погрешность комплекта расходомера — 1,3%.

Таким образом анализ работы первичных приборов расходомера ПГР4 с устройствами для защиты датчика перепада давления от попадания воздуха и предохранительными мембранами, а также вторичных приборов расходомеров показал, что анализ работы как первичных, так и вторичных приборов расходомеров показал, что при качественном изготовлении и наладке они обеспечивают надежное и точное измерение расхода и стока воды через турбины гидроэлектростанции.

Для обеспечения безотказной работы расходомеров рекомендовано персоналу Братской ГЭС периодически проводить их ревизию и поверку согласно инструкции по эксплуатации.

Исходя из опыта наладки и эксплуатации установленных на гидроэлектростанциях расходомеров, можно сказать, что достаточно надежными себя зарекомендовали расходомеры типа ВСП-2. Однако серийно этот тип расходомеров не выпускается, а изготавливается в ограниченном количестве в производственном объединении Союзтехэнерго (бывший трест ОРГЭС). Из серийно выпускаемых в настоящее время наиболее, на наш взгляд, надежными являются расходомеры ДМИР харьковского завода КИП. При оснащении ими гидроэлектростанций особое внимание следует уделять наладке и в первую очередь тщательной отбраковке быстродействующих электромеханических счетчиков, поскольку большинство выходов из строя расходомера связано именно с этим узлом. Одним из путей повышения надежности счетчика может быть увеличение интервала времени между замерами. Для учета стока воды на гидроэлектростанции вполне достаточно проводить измерения не чаще чем через 3—5 мин, а в отдельных случаях и реже. Это сохранит механическую часть счетчика от преждевременного износа и повысит его надежность.

Глава пятая

НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

5-1. Способы натуральных исследований на гидроузлах

Существуют различные способы гидравлических исследований пропускной способности турбин и гидросооружений. Применение какого-либо из них обусловлено рядом факторов и в первую очередь конструкцией исследуемого объекта, режимом его работы, размером

сбрасываемого расхода, а также наличием или отсутствием удобного створа для измерений. Кроме того, может быть много и других причин, которые склоняют исследователя принять тот или иной способ тарирования: требование точности получаемого результата, наличие специальной измерительной аппаратуры, возможность создания удобных для измерений режимов водотока и т. п.

Все известные способы определения расходов воды в зависимости от принципа измерения подразделяются на две группы. К первой группе относятся те способы, при которых в отдельных точках потока измеряются скорости и находится среднее для сечения значение скорости, расход вычисляется умножением средней скорости на площадь сечения. Для определения скорости могут использоваться разнообразные приборы: гидрометрическая вертушка, трубка Пито, батометр, флюггер-скоростемер, термоанемометр.

Ко второй группе относятся способы, при которых расход определяется без предварительного замера скоростей в отдельных точках, а сразу целиком для всего потока; к ней относятся следующие: объемный, солевого облака, гидравлического удара, термодинамический, подвижного экрана, мерного водослива, мерных отверстий, насадок, водомеров Вентури, теплового и химического смешения, способ разжижения, пьезометрический, барботажный, звуковой и электромагнитный, прыжковый, поплавковый, способ качающейся решетки, способ падающей струи. При натуральных исследованиях принципиально возможно применение любого из перечисленных способов, однако практическое распространение получили не все из них ввиду ряда причин, которые будут пояснены при описании их [26].

Вертушечный способ. Наиболее распространенным в практике натуральных исследований до сих пор остается способ с измерением расходов воды посредством гидрометрической вертушки. Конструкции различных типов вертушек, теория и практика их применения достаточно хорошо известны и освещены в литературе [26].

Измерение скоростей потока может производиться вертушкой непосредственно в русле перед или за гидроузлом, а также в створе самого исследуемого объекта. Выбор места расположения створа измерений зависит от компоновки гидроузла, конструкции сооружения,

режима работы турбины или водосброса, требований к точности измерений и других местных условий.

При выборе створа измерений в открытых руслах или каналах следует руководствоваться обычными требованиями, которые предъявляются к выбору места для гидрометрического створа [12]. Створ должен размещаться на прямолинейном участке русла длиной не менее чем пятикратная ширина, с однообразными уклоном, шириной, глубиной, с правильной, по возможности корытообразной формой поперечного сечения. Не должно быть крупных притоков, островов, перекатов, не должно быть влияния подпора от сооружений, расположенных на данном русле, берега должны быть мало заросшими, течение потока сравнительно спокойное без сбойности, завихрений, обратных токов.

Расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$, определяется по формуле

$$Q = v\Omega, \quad (5-1)$$

где v — средняя скорость течения в живом сечении, $\text{м}/\text{с}$; Ω — площадь живого сечения, м^2 .

Для определения средней скорости течения в выбранном створе разбивается ряд мерных вертикалей, на которых в отдельных точках по высоте устанавливается вертушка и измеряются скорости. Количество мерных вертикалей определяется в основном шириной створа и требованиями точности. Рекомендуется при ширине до 20 м расстояние между вертикалями делать через 1—2 м, при ширине 20—30 м — через 1—3 м, при ширине 30—40 м — через 2—4 м и т. д.

Измерение скорости на мерной вертикали производят в нескольких точках. Наиболее распространенными являются пяти- и трехточечные измерения. При пятиточечном измерении скорости потока на вертикали глубиной h измеряются на поверхности v_n , на глубинах $0,2h$, $0,6h$, $0,8h$ от поверхности $v_{0,2}$, $v_{0,6}$, $v_{0,8}$ и у дна v_d .

Среднюю скорость по вертикали определяют по формуле

$$v_{\text{ср}} = 0,1 (v_n + 3v_{0,2} + 3v_{0,6} + 2v_{0,8} + v_d). \quad (5-2)$$

При трехточечных измерениях определение скоростей производят на глубинах $0,2h$, $0,6h$, $0,8h$, а среднюю скорость на вертикали определяют по формуле

$$v_{\text{ср}} = 0,25 (v_{0,2} + 2v_{0,6} + v_{0,8}). \quad (5-3)$$

Реже используются двухточечные измерения, при которых скорости определяются на глубине $0,2h$ и $0,8h$. Расчетная формула двухточечного измерения:

$$v_{\text{ср}} = 0,5(v_{0,2} + v_{0,8}). \quad (5-4)$$

Измерения в одной точке на каждой мерной вертикали проводят для ориентировочной оценки скорости потока. Вертушку помещают на глубину $0,6h$, считая, что

$$v_{\text{ср}} \approx v_{0,6}. \quad (5-5)$$

Для повышения точности измерений иногда делают более пяти измерений на вертикали. В этом случае среднюю скорость определяют графоаналитическим или аналитическим способом, предварительно построив эпюру распределения скоростей на мерной вертикали.

Средняя скорость по всему живому сечению определяется по формуле

$$v = \frac{v_1\omega_1 + v_2\omega_2 + \dots + v_n\omega_n}{\omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i\omega_i}{\Omega}, \quad (5-6)$$

где $v_1, v_2, \dots, v_n$ — средние значения скоростей на мерных вертикалях; $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$ — части площади живого сечения, на которые распространяются средние скорости на каждой мерной вертикали.

Установка и методика измерений расхода гидрометрической вертушкой непосредственно в створе гидроузла (пролете водосливного отверстия, водоприемнике гидроэлектростанции, деривационном или турбинном водоводе и т. п.) имеют свою специфику, о чем будет сказано в § 5-2, 5-3.

Необходимо подчеркнуть, что использование вертушки широко практикуется при гидроэнергетических испытаниях турбин, а в нашей стране является практически единственным применяемым способом. Используются вертушка и при гидравлических исследованиях гидротехнических сооружений.

Трубка Пито. При значительных скоростях и турбулентности потока вместо вертушки может использоваться трубка Пито, являющаяся одним из старейших гидрометрических приборов.

До широкого освоения вертушек трубка Пито была самым распространенным прибором для различных

гидрометрических измерений. Ее конструкция со всеми возможными модификациями, принцип работы, методика производства измерений весьма широко освещены в литературе, например [26].

Трубка Пито представляет собой погруженную в текущую воду трубку с загнутым навстречу течению открытым концом (рис. 5-1). Уровень воды в трубке повышается против свободной поверхности на высоту, равную скоростному напору:

$$h = \frac{v^2}{2g}. \quad (5-7)$$

Таким образом, скорость потока в точке, где установлена трубка Пито, может быть найдена как

$$v = \sqrt{2gh}. \quad (5-8)$$

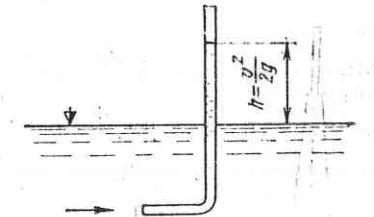


Рис. 5-1. Схема измерений трубкой Пито.

При измерении в напорном трубопроводе значение h находится как разность между статическим давлением (расход в трубопроводе равен нулю) и динамическим.

В реальных условиях в формулу (5-8) вводится поправка R , близкая к единице и определяемая тарировкой:

$$v = R\sqrt{2gh}. \quad (5-9)$$

Известен ряд примеров успешного применения трубки Пито для гидравлических исследований гидросооружений. Например, с помощью трубки Пито были измерены скорости воды на Ереванском быстротоке, достигавшие 12 м/с, исследовались сифоны на Земо-Авчальской и Канакерской ГЭС, определялась пропускная способность холостых водосбросов, промывных галерей и шугосброса на Хишраусской ГЭС [4] (рис. 5-2) и др.

Неоднократно трубки Пито применялись при исследовании центробежных насосов, гидроагрегатов гидроэлектростанций, для замера расхода пульпы у земснарядов, а также в лабораторной практике [26]. По сравнению с вертушкой трубка Пито имеет то преимущество, что она сравнительно проста конструктивно

(возможно ее изготовление собственными силами), и она позволяет производить измерения больших скоростей потока. К недостаткам можно отнести сравнительно невысокую точность измерений, оцениваемую отдельными исследователями в 1,5—2,5%, практическую невозможность замера малых скоростей, большую трудность автоматической записи показаний, чем от вертушки.

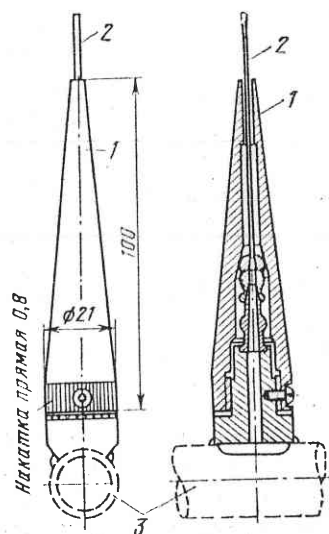


Рис. 5-2. Трубка Пито, примененная при исследованиях водосбросов Хишрауской ГЭС.

1 — корпус, 2 — трубка отбора давления, выполненная из медицинского шприца; 3 — пьезомерная трубка.

Способ был предложен в 1921 г. американцем Норманом Гибсоном и получил в США широкое распространение. В качестве официального способа проверки к. п. д. турбин он принят в Японии, широко используется в Канаде и ряде других стран.

В нашей стране распространение способ не получил, хотя имеются отдельные случаи его использования, например, на Нивской ГЭС II, Кадырьинской и Верхне-Варзобской ГЭС. Детальные испытания проводились на Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина в 1934—1935 гг., а также после ее восстановления в 1949 г.

Рассмотрим теперь основные способы, относящиеся ко второй группе, когда расход определяется целиком для всего потока без предварительного замера скоростей в отдельных точках.

Способ гидравлического удара. Определение расхода способом гидравлического удара (его называют также методом Гибсона) применяется при испытаниях гидротурбин при наличии достаточно длинного напорного трубопровода. Быстрое закрытие направляющего аппарата турбины вызывает в трубопроводе явление гидравлического удара и временное повышение давления. Время закрытия направляющего аппарата, скорость потока и значение избыточного давления взаимосвязаны друг с другом. Замеряя время и давление, можно найти скорость потока.

Достоинствами способа являются его относительная простота, возможность быстрого проведения замеров, высокая точность, оцениваемая в 1%.

Способ солевого облака. Способ солевого облака был предложен в 1923 г., и как разновидности его позже были разработаны способы пенистого облака и радиоактивного облака или, как его теперь чаще называют, метод радиоактивных изотопов.

По этому способу в поток вводится какое-либо вещество, которое смешивается с ним и в дальнейшем вместе движется. Визуально или приборами прохождение данного вещества фиксируется в двух створах. Делением расстояния между створами на время прохождения его определяется средняя на этом участке скорость потока. Регистрация прохождения облака прибором осуществляется на принципе измерения электропроводности потока, которая меняется в зависимости от концентрации вещества в воде. Способ получил распространение во многих странах в основном для измерения расходов турбин и изредка для гидрометрических исследований небольших рек с бурным течением. Помимо США, где он был впервые применен, метод довольно широко используется во Франции, Японии, ГДР, Югославии, Чехословакии и некоторых других странах. В нашей стране известно его применение для определения фильтрации из водохранилищ, фильтрации через сооружения [24], при определении пропускной способности одной небольшой деривационной ГЭС [3]. Точность способа оценивается в 1%.

Ультразвуковой способ. При ультразвуковом способе вдоль потока на некотором расстоянии друг от друга устанавливаются датчик и приемник звуковых сигналов высокой частоты. Если распространение сигнала идет по течению потока, то его частота несколько увеличивается, если сигнал идет против течения. По изменению частоты сигнала определяют скорость потока.

Способ появился сравнительно недавно, для производства измерений требуется сложная измерительная аппаратура. Имеются сведения о его применении при испытаниях гидротурбин за рубежом (Япония, США), в нашей стране не применялся. Точность измерения скорости ультразвуковым способом высокая — около 0,5%.

Электромагнитный способ. Как и ультразвуковой, электромагнитный способ появился сравнительно недавно и широкого распространения пока не получил.

При электромагнитном способе на некотором участке трубопровода создается магнитное поле. В стенки трубопровода вводятся электроды, соединенные с электронизмерительным прибором. Текущая вода пересекает магнитные линии, и поскольку сама является проводником, на электродах возникает разность потенциалов, которая тем выше, чем больше скорость потока. На принципе электромагнитного способа измерения скорости потока некоторыми зарубежными фирмами серийно выпускаются электромагнитные расходомеры, однако они предназначены в основном для установки на трубах малого диаметра (примерно до 1 м). При большем диаметре трубопровода измерения значительно усложняются, а погрешность увеличивается, однако она не превышает 5%.

Термодинамический способ. Термодинамический способ (иногда его называют термометрическим) определения к. п. д. гидротурбины основан на измерении гидравлических потерь, выделенных в виде тепла при прохождении потоком турбинной установки. Методика испытаний проста, основные затруднения использования термодинамического способа связаны именно с высокоточным измерением температуры. Достаточно сказать, что изменению к. п. д. на 1% соответствует примерно сотысячная доля градуса на 1 м напора. Поэтому метод в первую очередь применим на высоконапорных гидроэлектростанциях.

В новом издании Кода МЭК по натурным испытаниям гидротурбин [10] термодинамический способ включен как официальный способ исследований. Для повышения точности способа в последние годы были проведены специальные исследования по уточнению коэффициента удельной теплосмкости (энтальпии) воды при различных давлениях, температуре, солесодержании.

Способ нашел применение во многих странах: Японии, США, Франции, Швейцарии, Австрии, Норвегии, ГДР, Испании, Болгарии и др. Он является одним из точных современных способов определения к. п. д. турбин.

Способ растворов (смешения). Способ определения расхода воды химическим и как разновидность его теп-

ловым смешением известен давно. Сущность его состоит в том, что в поток вводится некоторое строго определенное количество какого-либо вещества (поваренная соль, глинозем, хромистый калий и др.). Ниже по течению, где поток воды уже достаточно хорошо и равномерно перемешался с вводимым веществом, берутся пробы и определяется концентрация данного вещества, по которой подсчитывается расход потока.

При тепловом варианте вместо химического вещества в поток добавляется нагретая вода, а расход определяется по изменению температуры потока. Во время испытаний вещество или теплая вода добавляются строго определенным количеством и в течение длительного времени, чтобы получить устойчивую концентрацию потока.

Недостатком способа является то, что при больших расходах потока требуется значительное количество вещества; точность оценивается в 1,5%.

Способ неоднократно применялся у нас и за рубежом при расходах примерно до 50 м³/с; при гидрометрических работах на небольших реках, исследованиях гидротурбин, исследованиях водопроводной сети. В настоящее время практически не используется. Некоторой разновидностью способа химического смешения может являться способ разжижения. Отличие его от рассмотренного состоит в том, что во взятой пробе воды не определяется абсолютное значение концентрации химического вещества. Взятая проба воды лишь сравнивается с образцом, концентрация раствора которого делается такой же, как у пробы. О совпадении концентрации образца и взятой пробы можно судить или по равенству их электрической проводимости, или по цвету, или проверкой по жесткости.

Объемный способ. Наиболее точным из всех способов измерения расхода является объемный. Сущность его состоит в том, что в течение некоторого времени сооружение питается или сливает свою воду в емкость известного объема. Зная емкость W и время ее наполнения t , можно найти расход

$$Q = \frac{W}{t} \quad (5-10)$$

Способ прост и удобен, но лишь при малых расходах. Поэтому наиболее часто он используется в лабораториях.

торной, практике, а также при исследовании различных удечек через закрытые направляющие аппараты турбин, определении расходов наполнения и опорожнения камер плуэров и удечек из них и др. Известны отдельные случаи применения способа для исследования гидротурбин небольших гидроэлектростанций — как, например, на Денниаканской ГЭС. Считаем, что за рубежом в практике.

В качестве тоннейшего из всех известных подвижных способ используется для проверки других способов измерения расхода, точность способа 0,3%.

Водосливный способ. Водосливный способ измерения расхода раньше довольно широко применялся для измерения расхода в настоящее время к нему прибегают редко, в основном с целью лабораторных исследований и для учета сброса на ирригационной сети.

Существует несколько типов мерных водосливов: прямоугольный, трапециевидный, треугольный, с полукруглыми и параболическими вырезами. Принцип работы с ними одинаков. Расход определяется по числу воды, протекающей над порогом мерного водослива, размерам отверстия и коэффициенту расхода.

Мерным водосливом исследовались гидротурбины на Нухинской, Степанакертской, Боржомской, Ливенской, Храмской ГЭС и ряде других мелких гидроэлектростанций. Только на Храмской ГЭС расход достигал $15 \text{ м}^3/\text{с}$, а в остальных случаях он колебался в пределах $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Максимально измеренный водосливом расход при исследовании турбин составлял около $100 \text{ м}^3/\text{с}$ на Вильсонской ГЭС (США), для чего был построен водослив длиной по гребню 153 м , общим объемом воды в резервуаре.

Основными причинами, по которым способ не получил широкого распространения при натурных исследованиях на гидроузлах, являются значительная трудность и дороговизна постройки водосливов для больших расходов. Точность способа оценивается в 1,5%.

Способ подвижного экрана (щита). При наличии горизонтального участка канала с постоянным сечением расходы в нем можно измерить посредством подвижного щита. Этот способ измерения известен давно, принцип измерения состоит в следующем. По обоим бортам канала прокладываются рельсы для тележек, к которым вертикально крепится щит, по размеру повторяющий сечение канала с малыми зазорами у стенок и дна. По

току воды щит увлекается и движется с такой же скоростью, скоростью течения, помноженная на сечение канала, дает расход.

Щит может быть установлен не только на тележке, но и на плоту.

Способ подвижного щита не получил распространения из-за своей громоздкости, хотя обладает высокой точностью — до 0,3%.

Барботажный способ. В 1955 г. в Польской Народной Республике был предложен оригинальный способ измерения расхода в безнапорных потоках, названный в дальнейшем барботажным. Для исследования этого способу по дну реки или канала укладывается перфорированная труба, в которую компрессором подается воздух. Метод основан на измерении угла отклонения от вертикали поднимающихся воздушных пузырьков, поступающих от барботажной установки. Скорость всплывания пузырьков постоянна, поэтому угол отклонения пропорционален скорости течения.

В Советском Союзе этот способ называют фотобарботажным, поскольку выход пузырьков на поверхность фиксируется фотографированием под углом.

Точность способа невысока, распространения способ не получил, может быть использован при натурных исследованиях гидротехнических сооружений и в рекаметрической практике.

Пьезометрический способ. Пьезометрический способ измерения расхода воды, применяемый при испытаниях водопропускных сооружений, гидроузлов, основан на использовании зависимости расхода воды от пьезометрического напора в потоке, протекающем через водослив, и уровнями свободной поверхности воды.

При измерении расхода воды через водослив пьезометрическим способом различают два случая: свободный перелив и истечение из-под затвора.

В случае свободного перелива измеряют пьезометрический напор на пороге водослива по его глубине потока над ним и полный напор над гребнем водослива.

В случае истечения из-под затвора, установленного на водосливе, дополнительно измеряется открытие затвора.

Подробнее о способе сказано в § 5-3.

Способ контрольного отверстия. В практике натурных испытаний водосбросных гидросооружений самым

применение относительные способы измерения расходов воды, среди которых наиболее распространен так называемый способ «контрольного отверстия».

Принцип измерения состоит в том, что расход воды с контрольного отверстия, который является известным, переводится на тарифируемый водосброс с сохранением суммарно пропускаемого расхода. В этом случае расход воды через исследуемый водосброс будет равен расходу, проходившему ранее через контрольное отверстие. Подробно о способе см. § 5-3.

5-2. Натурные испытания гидроагрегатов

Натурные гидравлические и энергетические исследования гидротурбин могут проводиться как на вновь построенных, так и на эксплуатируемых гидроэлектростанциях.

На новых гидроэлектростанциях исследования проводятся во время приемо-сдаточных испытаний гидротурбинного оборудования. Они имеют целью проверить и уточнить выданные заводом-изготовителем основные параметры гидротурбины — мощность, расход, гарантированные значения к. п. д. Для поворотно-лопастных турбин одновременно проводится проверка соответствия имеющейся комбинаторной зависимости между открытием направляющего аппарата и углом разворота лопастей оптимальным значениям.

Испытания на эксплуатируемых гидроэлектростанциях проводятся для установления состояния гидротурбинного оборудования, выявления необходимости ремонтов или оценки качества проведенного ремонта, налаживания комбинаторной зависимости, уточнения характеристик оборудования для повышения точности учета воды и т. п.

В 1961 г. Международной электротехнической комиссией (МЭК) был составлен и направлен в национальные комитеты стран — членов МЭК «Международный код натурных приемо-сдаточных испытаний гидравлических турбин» [10]. Многие страны и в том числе Советский Союз высказались за опубликование Кода; на русском языке он издан в 1966 г.

Рекомендации Кода являются выражением международного опыта в области натурных испытаний турбин и отражают согласованную международную точку зрения.

Предполагается, что члены МЭК должны стремиться к согласованию своих национальных стандартов с рекомендациями Кода в максимальной степени, которая допускается условиями каждой страны.

В то же время эти рекомендации не являются обязательными и не заменяют действующие национальные стандарты и нормативные материалы.

Согласно Коду измерения расходов воды при приемо-сдаточных испытаниях турбин могут проводиться способами: солевого облака, гидравлического удара, термодинамическим, с использованием гидрометрической вертушки, трубки Пито, подвижного экрана, мерного водослива, мерных отверстий, насадок, водомеров Вентури, с применением растворов, объемным способом. Методика измерений каждым из перечисленных способов изложена в § 5-1.

Как уже говорилось, не все из предлагаемых способов одинаково широко применяются в практике натурных испытаний в разных странах.

За рубежом распространение получили способы гидравлического удара (США, Канада, Индия, Япония и др.), термодинамический (Япония, Франция, Швейцария, Австрия и др.), солевого облака (США, Франция, Япония, Югославия, Чехословакия и др.), с использованием гидрометрической вертушки (США, Франция и др.). В последние годы в ряде стран стали применять новые способы — ультразвуковой и электромагнитный, о которых не упоминается в Коде. В соответствии с существующей практикой создания и применения подобных кодов предусматривается периодически их переиздавать с внесением в текст соответствующих изменений на основе последних достижений теории и практики. В настоящее время вышло новое издание Кода, куда включены эти способы.

Выбор того или иного способа измерений при водно-энергетических испытаниях гидротурбин зависит от типа гидроэлектростанции, наличия соответствующей измерительной аппаратуры и требований точности.

Кодом регламентированы возможные погрешности измерений разными способами и приборами значений расхода, уровней воды в бьефах, мощности и давления (табл. 5-1).

Погрешность окончательного результата (к. п. д. гидроагрегата) может быть найдена как среднее квад-

ратичное значение отдельных измерений по формуле

$$\Delta_r = \pm \sqrt{\Delta_Q^2 + \Delta_H^2 + \Delta_N^2} \quad (5-11)$$

где Δ_r — погрешность к. п. д.; Δ_Q — погрешность измерения расхода; Δ_H — погрешность измерения напора; Δ_N — погрешность измерения мощности.

Перечисленные в табл. 5-1 способы измерений являются абсолютными, т. е. такими, при которых находится фактическое значение расхода.

Для оперативного контроля за состоянием турбинного оборудования в процессе эксплуатации проводить полные испытания с измерением расхода воды затруд-

Таблица 5-1

Измеряемая величина	Способ измерения	Возможная погрешность, %
Расход	Гидрометрическая вертушка в открытом канале	$\pm 1,5$
	Гидрометрическая вертушка в закрытом трубопроводе с $d \geq 1,5$ м	$\pm 1,0$
	Гидрометрическая вертушка в закрытом трубопроводе с $d \leq 1,5$ м	$\pm 1,2$
	Водосливный способ (мерный водослив)	$\pm 1,5$
	Объемный способ	$\pm 0,3$
	Подвижный экран	$\pm 0,3$
	Способ гидравлического удара	$\pm 1,0$
	Способ солевого облака	$\pm 1,0$
	Трубка Пито	$\pm 1,5$
	Способ растворов	$\pm 1,5$
	Термодинамический	$\pm 1,5$
Уровень воды в бьефах	Щуп	} 1/h
	Поплавковый указатель уровня	
	Пневмогидравлический способ	} 5/h
	Стационарная рейка	
Мощность	Замер мощности на шинах генератора: постоянного тока	$\pm 1,0$
	Замер переменного тока	$\pm 0,8$
Давление	Замер крутящего момента и скорости вращения	$\pm 1,0$
	Грузовой манометр	$\pm 0,1$
	Ртутный манометр (h_m)	$\pm 0,1/h_m$
	Пружинный манометр	$\pm 0,5$

нительно. Это связано со значительной затратой времени, средств, а иногда с необходимостью остановки турбины для монтажа измерительной аппаратуры. Чтобы избежать этого, во время полных гидроэнергетических испытаний обычно проводят тарировку турбины, т. е. привязку расхода к какому-либо параметру турбины, легко измеряемому при эксплуатации. Чаще всего в качестве такого параметра выбирается перепад давления в двух точках спиральной камеры, связанный с расходом квадратичной зависимостью [см. (4-1)]. Практика подтверждает, что зависимость между перепадом давления и расходом очень стабильна, сохраняется постоянной в процессе эксплуатации и не зависит от состояния рабочего колеса и проточных частей турбины.

При отсутствии точек отбора давления из спирали привязку расхода можно провести к точкам отбора из напорного трубопровода, к размеру открытия направляющего аппарата или другим параметрам.

Испытания турбин без измерения расхода называют относительными. Они менее надежны в отношении точности, чем абсолютные, при приемо-сдаточных испытаниях не применяются. Однако они просты, не требуют сложной измерительной аппаратуры, удобны для систематического контроля состояния турбины. Особенно это относится к случаям, когда имеется надежная связь «расход — перепад давления в спирали», полученная ранее натурными испытаниями абсолютным способом.

В нашей стране при гидроэнергетических испытаниях турбин используется практически единственный способ измерения расхода — с помощью гидрометрических вертушек.

Достоинствами вертушек как приборов для замера скоростей являются достаточная простота их устройства и методики замеров; большая точность получаемого результата; автоматическое осреднение скорости потока за время замера; возможность автоматической записи показаний вертушки.

В то же время применение вертушки требует наличия соответствующего створа измерений, к которому предъявляется ряд требований. В первую очередь створ должен иметь четко фиксированные размеры; поток должен быть сравнительно спокойным, без сбойных течений, завихрений, обратных токов и т. п. Крайне

нежелательно наличие в потоке взвешенных и влекомых наносов, плавающего сора — все это ухудшает условия работы вертушки и даже может вывести ее из строя.

Пределы скорости потока, которые могут быть измерены существующими у нас типами вертушек, также ограничены значениями 5—7 м/с, хотя в отдельных случаях вертушками замерялись и большие скорости. Многочисленные требования, предъявляемые к створу, создают известные трудности с выбором и оборудованием его, в то же время несоблюдение хотя бы одного из требований неизбежно приведет к увеличению погрешности и лишит вертушечный способ одного из его главных достоинств — высокой точности получаемого результата.

В зависимости от типа гидроэлектростанции и компоновки ее створ измерений может размещаться в различных местах водоподводящего тракта турбины.

На русловых гидроэлектростанциях измерения производят чаще всего в водоприемнике. Вертушки крепятся на специальных рамах или штангах, устанавливаемых обычно в пазах ремонтного затвора. Выбор створа измерений в водоприемнике имеет то преимущество, что все подготовительные работы, связанные с монтажом, проводятся снаружи без опорожнения водовода и спиральной камеры. Однако не всегда возможно найти в водоприемнике достаточно удобный створ с четко фиксированными размерами и равномерным распределением скорости потока по сечению.

На деривационных гидроэлектростанциях створ измерений может выбираться так же, как на русловых гидроэлектростанциях в водоприемнике; в этом случае сохраняются все особенности измерений, изложенные выше. Однако часто створ выбирается непосредственно в напорном или деривационном водоводе. В выбранном створе устанавливаются штанги с вертушками, закрепляемые жестко к специально приваренным к внутренним стенкам водовода уголкам (или заанкеренным, если водовод бетонный), электрические провода для передачи сигнала от вертушки выводятся наружу.

Расположение створа непосредственно в водоводе обеспечивает точное определение размера сечения, и поток, как правило, в водоводе более организован, чем в водоприемнике. Однако для монтажа вертушек требуются остановка турбины и опорожнение водовода,

что создает дополнительные трудности при организации подготовительных работ.

Для обеспечения высокого качества измерений створ должен располагаться на прямом участке водовода на достаточном удалении от поворотов. Рекомендуется придерживаться правила располагать створ измерений на расстоянии примерно 20 диаметров водовода вниз от ближайшего поворота и 5 диаметров вверх от ближайшего поворота.

Число точек измерений в мерном створе зависит в основном от площади сечения. Однако на выбор количества могут оказать влияние степень неравномерности скорости по сечению, требования точности и другие факторы.

Для подсчета количества точек измерений в сечении Кодом рекомендована формула

$$24 \sqrt[3]{F} < z < 36 \sqrt[3]{F}, \quad (5-12)$$

где z — число точек измерений; F — площадь поперечного сечения, м².

Существуют и иные рекомендации, например [26], предлагается такая формула:

$$z = \alpha \sqrt{F}, \quad (5-13)$$

где $\alpha \approx 14 \div 25$.

При распределении мерных точек по сечению необходимо учитывать характер изменения скоростей в сечении. На тех участках, где градиент скорости больше, точки для замера должны располагаться чаще. В первую очередь это относится к зонам поверхностной части потока, у дна и стенок водовода.

Размещение мерных точек в створе прямоугольного сечения рекомендуется следующее: если необходимо расположить на поперечнике z мерных точек, то следует разделить поперечник на $4z - 8$ частей и разместить точки на расстоянии b , $2b$, $3b$, $4b$, $3b$, $2b$, b , где b — длина одной части. Аналогично распределяются точки измерения на мерных вертикалях (рис. 5-3).

В напорном водоводе измерения вертушкой производятся только при условии, когда диаметр водовода достаточно большой, обычно не менее 1,2 м. Минимальное количество одновременно используемых вертушек рекомендуется не менее 13, одна из которых обязательно устанавливается в центре сечения, а крайняя — на рас-

стоянии не менее 0,75 диаметра ветушки (d_v) от стенки водовода. Схема расположения вертушек в закрытом водоводе круглого сечения, рекомендованная Кодом, показана на рис. 5-4 и в табл. 5-2.

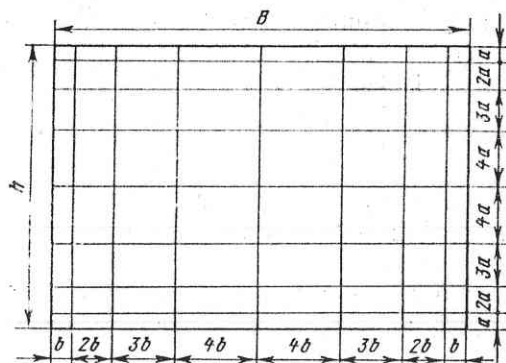


Рис. 5-3. Распределение точек измерения скоростей потока в прямоугольном сечении при $z=7$.

$$b = \frac{B}{4z-8} = \frac{B}{20}; a = \frac{h}{4z-8} = \frac{h}{20}$$

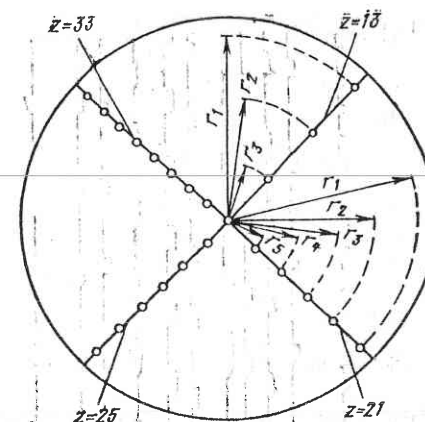
Если установка штанг по каким-либо причинам неприемлема, то измерения можно производить одной вертушкой, укрепленной на специальном держателе, который позволяет перемещать ее по всему сечению

Таблица 5-2

Внутренний радиус водовода R, м	Количество вертушек z	Расстояние от оси A = r/R							
		r_1	r_2	r_3	r_4	r_5	r_6	r_7	r_8
0,6—1,2	13	$R-0,75 d_v$	0,816	0,577	—	—	—	—	—
1,1—1,6	17	То же	0,866	0,707	0,500	—	—	—	—
1,4—2,2	21	"	0,894	0,775	0,632	0,447	—	—	—
1,9—2,8	25	"	0,912	0,816	0,707	0,577	0,408	—	—
2,5—3,5	29	"	0,926	0,845	0,756	0,655	0,535	0,378	—
3,1—4,2	33	"	0,936	0,866	0,791	0,707	0,613	0,500	0,364

водовода и устанавливать в тех же точках, что на неподвижных штангах. Измерения одной вертушкой требуют более сложной конструкции для ее закрепления и перемещения, чем конструкция из неподвижных штанг; производство измерений требует большего времени. В нашей стране измерения вертушкой в водоводах осуще-

Рис. 5-4. Распределение точек измерения скоростей потока в водоводе круглого сечения при z , равном 13, 21, 25 и 33.



ствляются только с установкой их на неподвижных штангах.

Продолжительность замеров строго не регламентируется. При значительной пульсации скорости потока рекомендуется применять вертушки с отсчетом через каждые 20 оборотов с продолжительностью каждого измерения не менее 2 мин. Запись показаний одиночной вертушки обычно не проводится; скорость вращения определяется по числу контактов, регистрируемых звонком или электролампочкой, и отсчетом времени по секундомеру.

При использовании группы вертушек их показания (контакты) записываются на ленту хронографа, на которую одновременно проводится запись показаний отсчетчика времени, с интервалом обычно в 1 с. На рис. 5-5 показана хронограммная лента с записью показаний 17 вертушек и отсчетчика времени. Вертушка дает контакты через 20 оборотов, отсчетчик времени — через 1 с.

Подсчитав число контактов вертушки a , определим количество сделанных ею во время измерения оборотов, умножив на 20, т. е. на число оборотов между контактами. Скорость вращения n будет:

$$n = \frac{20a}{T} \quad (5-14)$$

Скорость потока воды в измеряемой точке определяется как

$$v = kn, \quad (5-15)$$

где k — коэффициент вертушки.

Коэффициент вертушки устанавливается специальными поверочными испытаниями в тарировочных бассейнах или лотках (например, в лотке Урываева).

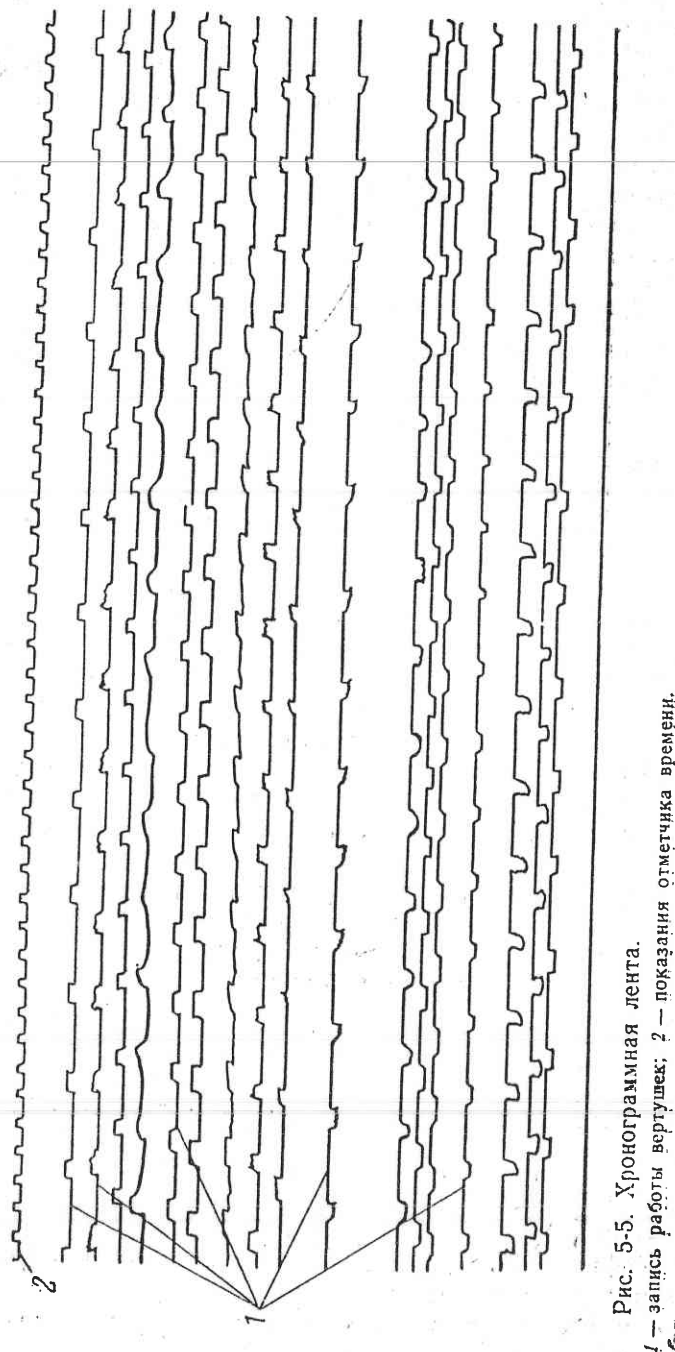


Рис. 5-5. Хронограммная лента.

1 — запись работы вертушек; 2 — показания отсчетчика времени.

Среднюю скорость по всему сечению определяют по формуле (5-6), общий расход — по формуле (5-1).

Измерение мощности гидроагрегата во время испытаний производится трехфазными ваттметрами класса не ниже 0,5 или однофазными ваттметрами, соединенными по схеме двух ваттметров.

Уровни воды в верхнем и нижнем бьефе и определение напора осуществляются по станционным приборам с обязательной проверкой правильности их показаний. При ненадежности показаний станционных приборов используются специально устанавливаемые и заливочные водомерные рейки или уровнемеры любой конструкции.

Потери напора в водоподводящем тракте могут учитываться установкой в необходимых местах пьезометров или подключением образцовых манометров. Рекомендуемая методика измерений и обработки результата изложена в Коде [10].

5-3. Натурные испытания гидротехнических сооружений

В области гидрометрии гидротехнических сооружений могут использоваться различные способы измерения расходов, о которых говорилось в § 5-1.

Однако не все они получили практическое распространение при натурных исследованиях водосбросных гидросооружений. Как уже отмечалось, наиболее распространенным у нас в стране до последнего времени являлся многовертушечный способ как наиболее универсальный. Однако этот способ весьма трудоемок, особенно при измерениях расходов через сооружения, подводящие устройства которых имеют сложные очертания или большие размеры: в первом случае для обеспечения необходимой точности требуются дополнительные исследования по определению углов направления потока для внесения соответствующих поправок в показания вертушек, во втором — приобретают тяжелые конструктивные формы вертушечные рамы и требуются мощные подъемные механизмы. Большого времени требует также обработка материалов вертушечных испытаний.

Измерение вертушкой расходов воды, проходящих через сооружение, при благоприятной компоновке гид-

роузла может быть организовано также и в русле (канале) ниже или выше исследуемого объекта.

Выбор и оборудование створов измерений, количество и способы размещения вертушки в створе, методика производства работ сохраняются такими же, как и при испытаниях турбин, что изложено в предыдущем параграфе и здесь не рассматривается. Единственное отличие в том, что требования к точности получения результата — характеристике пропускной способности водосброса ниже, чем они предъявляются к результатам гидроэнергетических испытаний турбин. Соответственно могут быть несколько снижены и требования как к самому створу, так и к измерениям в нем.

Натурные испытания гидросооружений проводятся значительно реже испытаний турбин, главной причиной является трудность их проведения, связанная в первую очередь с выбором и соответствующим оборудованием створа измерений. Достаточно сказать, что из исследований, проведенных на крупных гидроузлах с установкой гидрометрической вертушки непосредственно в створе водосбросного сооружения, известны только два тарирования, проведенные в СССР — на Сызранской и Усть-Каменогорской плотинах и два за рубежом — на Кнокской и Вильсоновской плотинах.

Чаще, хотя также в очень ограниченном количестве, проводились испытания с измерением расхода в нижнем бьефе или подводящем канале. Однако такие испытания в основном относились к небольшим сооружениям. Например, исследовались водосбросы на гидроузлах Белогорском, Ичалковском, Стеблевском, Тавакском, на ГЭС имени Логина и ряде других [6].

Известны примеры использования трубок Пито (см. § 5-1), мерного водослива (например, на Абашской ГЭС) и др. Однако еще раз следует подчеркнуть крайне ограниченное число таких исследований, в результате чего из многих сотен построенных и находящихся в эксплуатации гидросооружений только очень незначительное их число имеет натурные характеристики пропускной способности.

Положение изменилось, когда в 60-х годах были разработаны два новых способа — пьезометрический и контрольного отверстия, предназначенные специально для натурных исследований гидросооружений. В результате их внедрения в нашей стране в последние годы

было протарировано около 100 различных водозаборных и водосбросных сооружений — холостых сбросов, промывных галерей, шугосбросов, ирригационных отборов и т. п.

Остановимся более детально на этих способах.

а) Пьезометрический способ

Пьезометрический способ измерения расходов воды основан на использовании функциональной связи между потенциальной и кинетической частями энергии потока, соотношение между которыми определяется конструктивными особенностями сооружения. Расход же воды при данной общей энергии потока зависит от абсолютного значения ее кинетической части.

В результате теоретических исследований, а затем проверки в лабораторных и натурных условиях была выявлена хотя и сложная, но четкая зависимость между расходом, проходящим через водослив при свободном истечении, и напором над порогом водослива. При истечении из-под затвора также установлена зависимость расхода от напора и пьезометрического давления в потоке на пороге водослива [20, 21].

Таким образом, натурные испытания по определению пропускной способности гидросооружений могут сводиться к измерению глубины потока на пороге водослива при режиме свободного перелива (рис. 5-6,а) или измерению напора и пьезометрического давления на гребне при режиме истечения из-под затвора (рис. 5-6,б).

Удельный расход q , приходящийся на единицу ширины водосливного фронта, определяется известным выражением:

$$q = m \sqrt{2gH^3}, \quad (5-16)$$

где m — безразмерный коэффициент пропорциональности, отражающий особенности конструкции самого водослива.

Путем несложных преобразований удельный расход может быть получен также из уравнения Бернулли [20]:

$$q = \int_0^h \sqrt{2g} \sqrt{H_0 - h + z_2 + \frac{p_2}{\gamma} \cos \theta} dz, \quad (5-17)$$

где H_0 — напор над гребнем с учетом скоростного подхода потока; z_1 и z_2 — координаты струйки в сечениях I-I и II-II; p_1/γ и p_2/γ — давление в струйке в сечениях I-I и II-II; h — глубина потока на гребне; θ — угол между вектором скорости и нормалью к мерному сечению.

Приравнявая уравнения (5-16) и (5-17), можно найти выражение для коэффициента расхода m . Введя обозначения относительных величин $\kappa = h/H_0$ — относи-

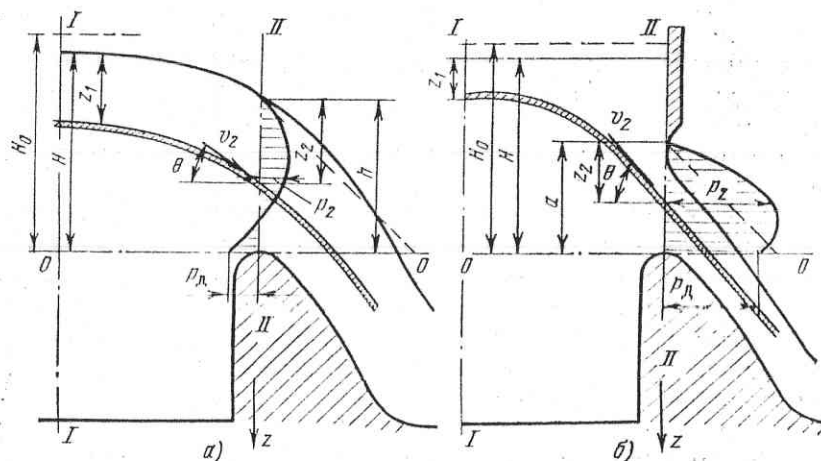


Рис. 5-6. Расчетная схема водослива.

тельная глубина потока; $\bar{z} = z_2/h$ — относительная координата; $\bar{p} = p_2/\gamma h$ — относительное давление, получим:

$$m = \kappa \sqrt{\kappa} \int_0^1 \sqrt{\frac{1-\kappa}{\kappa} + \bar{z} - \bar{p} \cos \theta} dz. \quad (5-18)$$

Полученное выражение является универсальным для всех режимов работы водосбросов, только в случае истечения из-под щита относительные величины будут иметь другие значения:

$$\kappa = \frac{a}{H_0}; \quad \bar{z} = \frac{z_2}{a}; \quad \bar{p} = \frac{p_2}{\gamma a},$$

где a — открытие затвора.

Для пользования зависимостью (5-18) необходимо знать законы распределения в потоке давлений и углов наклона векторов скоростей к нормали мерного сечения

в зависимости от режима работы водосброса. Для изучения вопроса были проведены лабораторные исследования на моделях водосливов Каховской и Днепровской ГЭС масштабом 1:25 и на моделях водосливов Павловской и Нижне-Камской ГЭС масштабом 1:40.

В результате модельных исследований были найдены необходимые коэффициенты и выведены формулы, обеспечивающие определение коэффициента расхода m в формуле (5-18). С целью упрощения расчетов построены специальные номограммы для определения m при свободном переливе на водосливах практического профиля криволинейного и прямолинейного очертаний, а также и для случаев напорного истечения из-под затвора на этих же водосливах [21].

Использование номограмм обеспечивает быструю и качественную обработку результатов измерений расходов воды пьезометрическим способом.

Точность определения расходов пьезометрическим способом в большой степени зависит от правильности выбора створа расположения пьезометрических трубок отбора давления на гребне водослива, правильности их монтажа, а также точности самих измерений напора и пьезометрического давления.

Для измерения давления пьезометрическая трубка, в качестве которой может быть использована стальная водопроводная труба диаметром 0,5", крепится на гребне водослива, и производится ее опрессовка. Приемное отверстие диаметром не более 3 мм рассверливается нормально к поверхности водослива; края отверстия, обращенные к потоку, должны быть ровными без заусениц и фасок. На конец пьезометрической трубки, выведенный на наблюдательный пункт, устанавливается измерительный прибор — мановакууметр или ртутный манометр. С целью повышения точности измерений может применяться пневмогидравлический способ (рис. 5-7).

Глубина потока на пороге должна измеряться строго на одной вертикали с точкой отбора давления; глубина находится как разность отметок свободной поверхности и гребня водослива.

Подробнее о правилах установки пьезометрической линии и методике измерений можно узнать в [21].

В настоящее время пьезометрическим способом исследовано значительное количество водосбросных гид-

росооружений при работе их как в режиме свободного перелива, так и при истечении из-под щита. Исследования и получены качественные результаты по водосбросам гидроэлектростанций: Каховской, Днепровской имени В. И. Ленина, Плявинской, Павловской, Киевской, Камской, Кайраккумской, Воткинской, Волховской, Волжской имени В. И. Ленина и Волжской имени XXII съезда

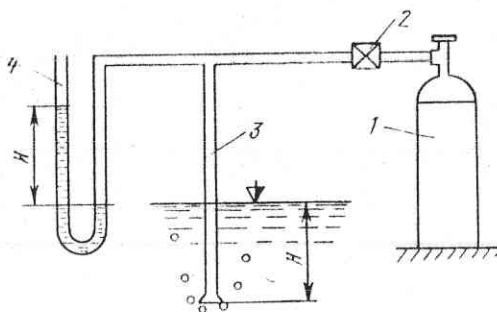


Рис. 5-7. Схема пневмогидравлического способа измерения уровня воды. 1 — баллоны с сжатым воздухом или ресивер; 2 — дроссель; 3 — трубка подачи воздуха под уровень воды; 4 — воздушно-водяной или пружинный манометр.

КНСС. Точность измерений расходов достаточно высока, например, подсчитано, что натурные измерения на водосливе Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина при режиме свободного перелива имеют точность 1,17%.

б) Способ контрольного отверстия

В практике тарирования отверстий водосбросных сооружений часто встречаются случаи, когда непосредственные замеры расходов по ряду причин чрезвычайно затруднены: большие скорости течения и сбойность потока, значительная загрязненность его, сложность установки измерительной аппаратуры, отсутствие удобного створа для измерений в нижнем бьефе и др. (рис. 5-8). В этих случаях применим способ определения расхода через сооружение способом контрольного отверстия [5]. Принцип этого способа заключается в следующем: если известен расход воды, проходящей через одно отверстие (контрольное), и этому расходу соответствует некоторый уровень воды в русле, то можно подобрать такое открытие другого отверстия (испытываемого), при котором после закрытия контрольного отверстия уровень воды в русле не изменится; в этом случае расход воды, проходящий через испытываемое отверстие, будет равен расходу, который проходил ранее через контрольное отверстие.

Понятно, что применение способа ограничено только такими гидроузлами, в составе которых имеется такое отверстие с достаточно надежной расходной характеристикой, которое может быть использовано как измерительное устройство для гидравлических исследований водосбросов.

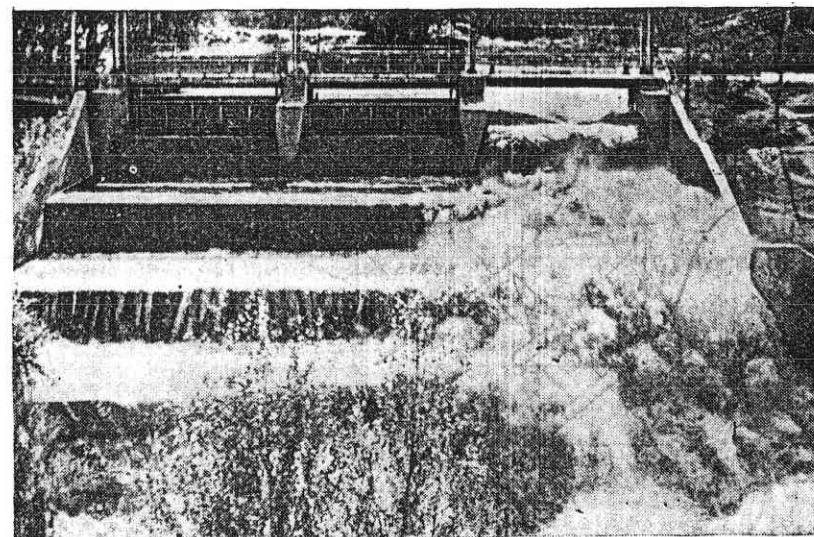


Рис. 5-8. Работа холостого водосброса Самаркандского каскада во время испытаний его методом контрольного отверстия.

В качестве контрольного отверстия наиболее удобно использование гидротурбин, поскольку их расходные характеристики, как правило, достаточно достоверны. Показанный на рис. 5-8 водосброс был протарирован турбиной, расположенной ниже по каналу Талигулянской ГЭС.

Рассмотрим использование гидротурбины в качестве контрольного отверстия.

Схема исследования гидросооружений методом контрольного отверстия при расположении здания гидроэлектростанции и водосбросов в одном створе (рис. 5-9) состоит в следующем (рис. 5-10):

1. Устанавливается первоначальный неизменный режим водотока с суммарным расходом воды через

турбины ΣQ_T и водосбросы ΣQ_B , равным расходу притока $Q_{пр}$:

$$Q_{пр} = \Sigma Q_T + \Sigma Q_B. \quad (5-19)$$

Одна из турбин гидроэлектростанции выбирается в качестве тарирующей. При этом режиме тарирующая гидротурбина несет полную или близкую к полной нагрузку, пропуская расход Q_T , затвор исследуемого водосброса закрыт: $a=0$, $Q_B=0$.

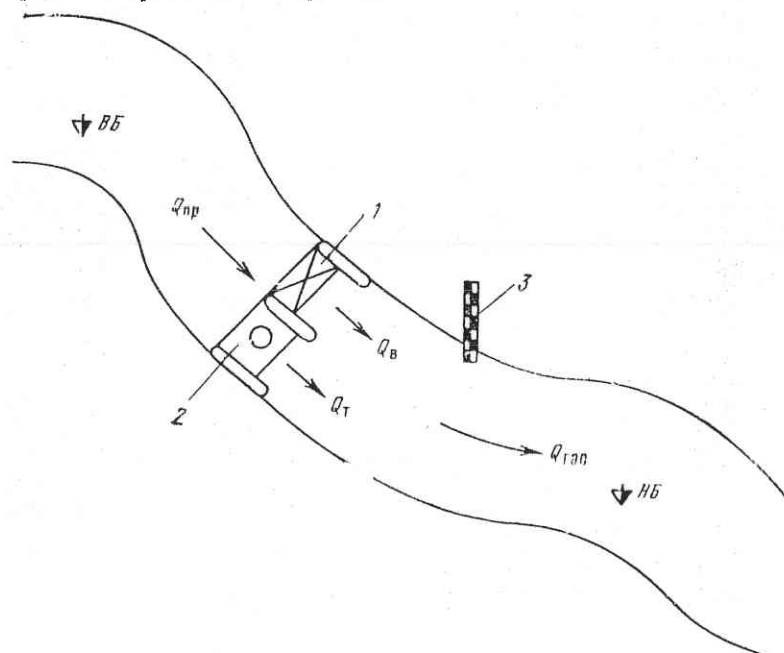


Рис. 5-9. Схема гидроузла.

1 — исследуемый водосброс; 2 — здание гидроэлектростанции; 3 — контрольный водосброс.

2. Уменьшается расход воды через тарирующую гидротурбину до Q_{T_2} снятием с нее части электрической нагрузки и одновременно открывается исследуемый водосброс на такое открытие, чтобы суммарный расход через гидроузел не изменился. Тогда расход исследуемого водосброса будет равен разности расходов тарирующей гидротурбины до и после изменения режима ее работы:

$$Q_{B_1} = Q_{T_1} - Q_{T_2}. \quad (5-20)$$

На все время испытаний остальные водосбросы и турбины, входящие в состав гидроузла, или не работают

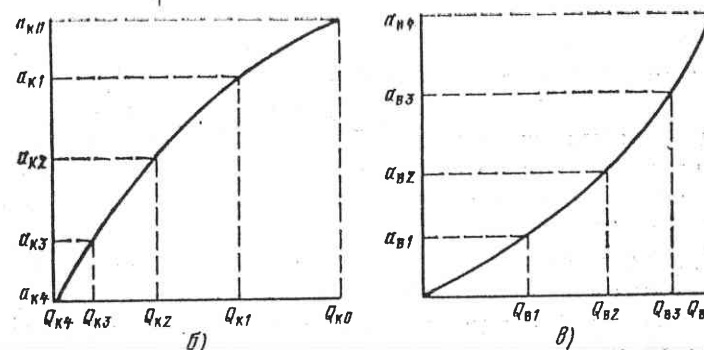
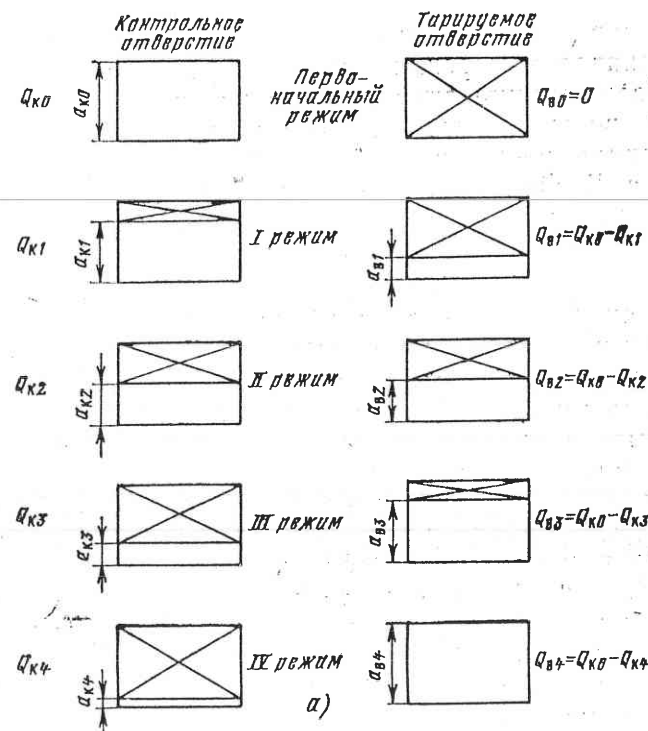


Рис. 5-10. Схема тарирующего отверстия. а — последовательность операций при испытании; б — расходная характеристика контрольного отверстия (имеется перед испытанием); в — расходная характеристика исследуемого отверстия.

или работают без изменений с пропуском постоянного расхода воды.

3. Вновь снимается часть нагрузки с гидротурбины и больше открывается затвор исследуемого водосброса при сохранении суммарного расхода через гидроузел. В этом случае расход водосброса будет равен разности

расходов, которые проходили через гидротурбину при первоначальном режиме и в настоящий момент.

Последующие операции по перераспределению расходов воды проводятся аналогично описанным, вплоть до использования полной пропускной способности водосброса. В общем виде для n -го режима уравнение (5-20) примет вид:

$$Q_{n-1} = Q_{\tau_1} - Q_{\tau_n}. \quad (5-21)$$

Расход воды через турбину можно определить различными способами: по перепаду давления в двух точках спиральной камеры, если ранее было проведено ее тарирование, по эксплуатационным характеристикам, по имеющимся расходомерным устройствам. Измеряя при каждом режиме открытие затвора водосброса a и определяя по (5-21) расход водосброса, получаем ряд точек для построения характеристики водосброса.

Полученная расходная характеристика описывает работу водосброса при одном постоянном напоре, который был во время испытания. Проведя аналогичные испытания водосброса для других напоров, возможно получить серию подобных расходных характеристик, охватывающих весь диапазон колебаний рабочего напора.

В ходе испытаний, как уже говорилось, в русле все время должен сохраняться неизменный режим водотока, соответствующий первоначальному. Критерием неизменности режима водотока будет являться постоянство уровня воды в русле, для наблюдения за которым недалеко от створа гидроузла оборудуется специальный водомерный пост.

Поддержание постоянного уровня осуществляется следующим образом. После каждого перевода части расхода с турбины на водосброс режим пуска выдерживается некоторое время, и если уровень воды отклонился от первоначального, изменяют открытие затвора водосброса или расход турбины. Число таких подрегулирований зависит от опытности экспериментатора, требований точности измерений и обычно не превышает 3—4 раз.

В случае недостаточности расхода, снятого с одной турбины для тарирования водосброса в пределах его полной пропускной способности, используют две или больше гидротурбин, последовательно разгружая их.

Связь между расходами и уровнями в створе измерения уровней $Q=f(H)$ предполагается неизменной на все время проведения тарирования водосброса, хотя, строго говоря, она может несколько изменяться, тем самым внося некоторую погрешность в результаты исследований.

Изменение кривой расходов может быть следствием неустойчивого русла за счет размывов дна и берегов или заиления его. Наиболее интенсивно это происходит при паводках или, наоборот, при наименьших расходах, в другое время изменение русла совершается медленно и плавно. За период нескольких часов, в течение которых происходит наблюдение за уровнем при тарировании, изменением формы русла можно по малости пренебречь.

Нарушение кривой $Q=f(H)$ возможно из-за изменения продольного уклона потока при неустановившемся режиме. Особенно ярко это проявляется при быстрых подъемах и опусканиях уровня во время прохождения паводков. Появляются две ветви кривой расхода: одна соответствует подъему, другая спаду горизонтов воды.

При перераспределении расходов воды между тарирующим гидроагрегатом и водосбросом суммарный расход через створ гидроузла согласно методике испытаний сохраняется неизменным. Однако в процессе переводов расходов и последующих подрегулирований в русле возможен неустановившийся режим, а следовательно, изменение продольного уклона потока и нарушение однозначности кривой $Q=f(H)$; абсолютное значение этого нарушения зависит от изменения расхода в русле. Обычно неточное перераспределение расходов между турбиной и водосбросом невелико по отношению к общему расходу и вызывает колебание уровня в пределах нескольких сантиметров. Проведенные при этих условиях многочисленные тарировки водосбросов на разных гидроузлах не обнаружили гистерезиса кривой $Q=f(H)$, по всей видимости, ввиду его малого значения, выходящего за пределы точности измерения уровня на водомерном посту. Однако возможность погрешности результатов тарирования из-за гистерезиса кривой расходов русла следует всегда иметь в виду.

В значительно большей степени изменения продольного уклона потока могут происходить вследствие переменного подпора, вызываемого, например, расположен-

ным ниже по течению гидросооружением, колебаниями уровня в водоеме, куда впадает поток, паводком на притоке ниже створа и т. п. Поэтому располагать водомерный пост в зоне подпора не следует.

Описанная общая схема тарирования водосбросов применима на гидроэлектростанциях всех типов, однако более удобна для деривационных гидроузлов. По этой схеме исследовались водопропускные сооружения на Чирчикском, Оржоникидзевских, Ташкентском, Самаркандском и других каскадах гидроэлектростанций.

Для русловых гидроузлов с большим водохранилищем разработан метод тарирования водосбросов гидротурбиной с использованием полезной емкости водохранилища. Тарирование проводится в такой последовательности (рис. 5-11):

1. Через створ гидроузла пропускается постоянный расход, тарирующая гидротурбина несет полную нагрузку, пропуская расход Q_{T_1} ; затвор исследуемого водосброса закрыт. В русле ниже гидроузла устанавливается неизменный режим водотока, регистрируемый на водомерном посту в нижнем бьефе.

2. Тарирующая гидротурбина разгружается до Q_{T_2} , а затвор исследуемого водосброса одновременно открывается с расчетом, чтобы суммарный расход через створ гидроузла не изменился. Сохранение суммарного расхода осуществляют подрегулированием открытия затвора водосброса или направляющего аппарата турбины, ориентируясь на уровень воды на водомерном посту, так же как описывалось выше. Расход через водосброс при этом будет равен расходу, снятому с турбины, $Q_{B_1} = Q_{T_1} - Q_{T_2}$.

3. Тарирующая гидротурбина нагружается до Q_{T_3} , увеличивая суммарный расход через гидроузел на $Q_{T_3} - Q_{T_2}$. Уровень верхнего бьефа при наличии водохранилища достаточной емкости понизится мало, этим изменением можно пренебречь или ввести соответствующие поправки в результаты измерений за счет изменения напора на сооружение. В нижнем бьефе уровень заметно повысится. Выждав необходимое время, пока в русле установится неизменный режим водотока, увеличенный против прежнего на $Q_{T_3} - Q_{T_2}$, и уровень стабилизируется, делается отсчет его на водомерном посту.

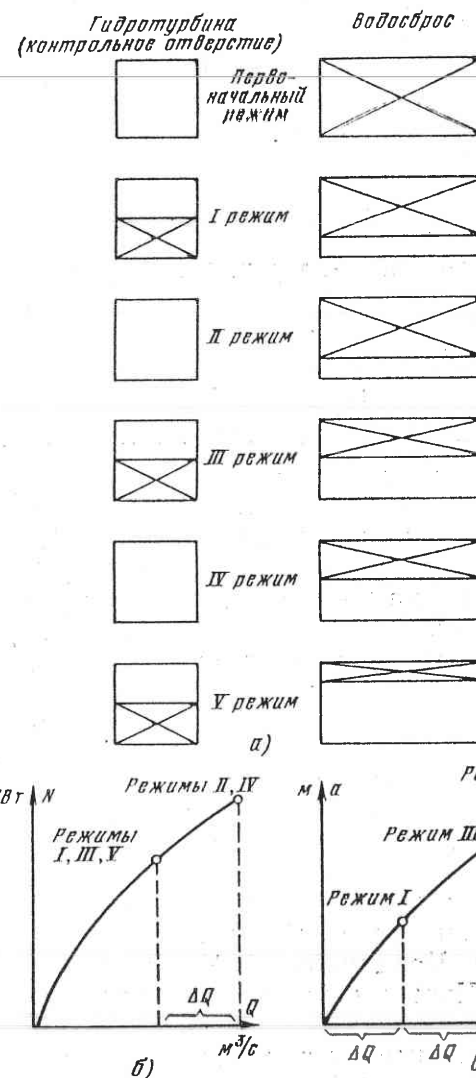


Рис. 5-11. Схема тарирования способом контрольного отверстия при наличии водохранилища большой емкости.

а — последовательность операций при испытании; б — расходная характеристика контрольного отверстия; в — расходная характеристика испытываемого отверстия.

4. Вновь гидротурбина разгружается до Q_{T_4} , одновременно еще больше открывается затвор водосброса. Ориентируясь уже на новый уровень воды на водомерном посту, сохраняем суммарную величину расхода предыдущего режима. В этом случае расход через исследуемый водосброс увеличится на $Q_{T_4} - Q_{T_3}$, а с учетом предыдущего расхода составит

$$Q_{B_2} = (Q_{T_1} - Q_{T_2}) + (Q_{T_3} - Q_{T_4}) \text{ и т. д.}$$

В общем виде для n -го режима расход водосброса определится:

$$Q_{B_n} = \sum_{i=1}^n (Q_{T_{2i-1}} - Q_{T_{2i}}) \quad (5-22)$$

Полученное уравнение применимо к случаю тарирования отверстий гидросооружений, на пропускную способность которых не влияет изменение уровня нижнего бьефа. Если от положения нижнего бьефа зависит расход водосброса, вводятся поправки, учитывающие изменения напора на водосбросе при переходе от одного режима к другому.

Метод тарирования водосброса гидротурбиной с использованием полезной емкости водохранилища рекомендуется применять, когда пропускная способность водосброса намного больше пропускной способности тарирующей турбины; отпадает необходимость при тарировании одновременно разгружать несколько турбин, что не всегда возможно по условиям работы энергосистемы.

Тарирование различных водопропускных сооружений с использованием полезной емкости водохранилища проводилось на Чардаринской, Уч-Курганской ГЭС и головном узле Чирюртского каскада гидроэлектростанций.

Рассмотрим пример тарирования, когда в качестве контрольного отверстия используется один из пролетов водосливной плотины.

Процесс тарирования состоит из ряда операций по перераспределению расхода между контрольным отверстием и исследуемыми водосбросами, которых должно быть не менее двух; суммарный расход сброса при этом сохраняется постоянным (рис. 5-12).

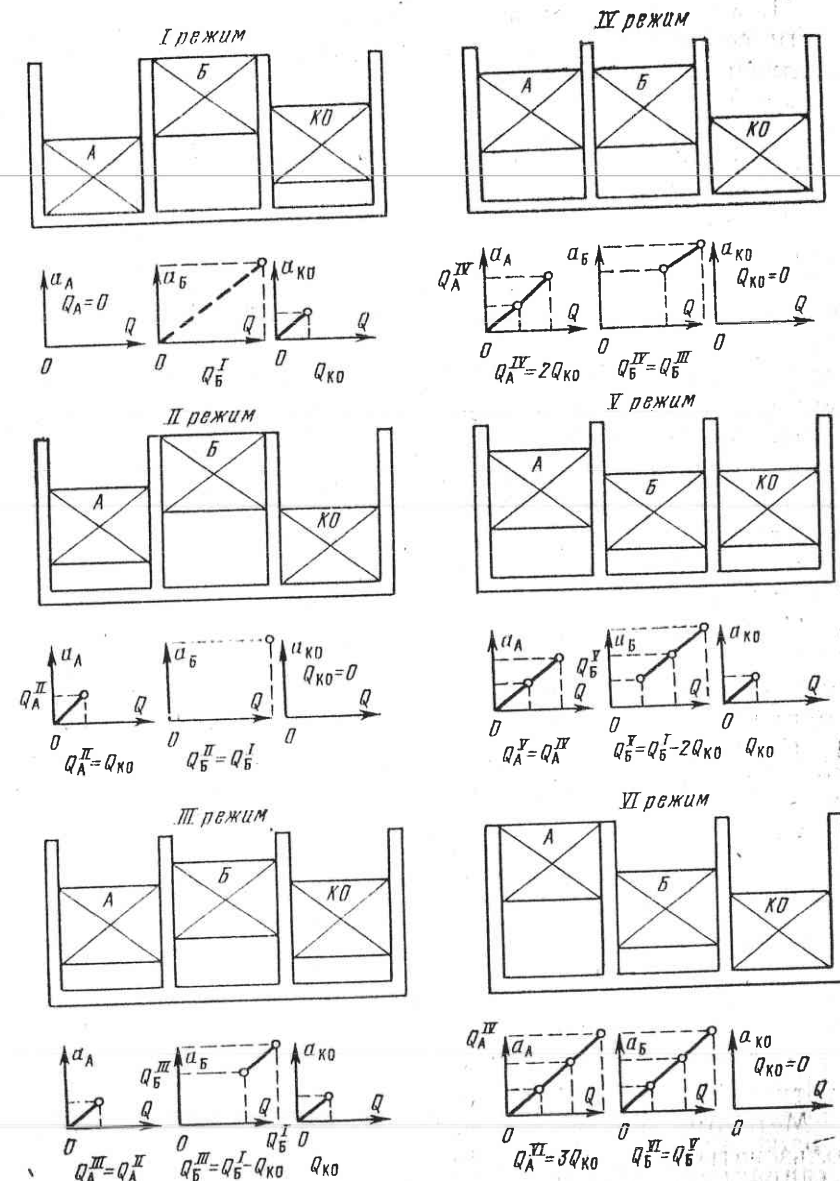


Рис. 5-12. Схема тарирования при использовании в качестве контрольного отверстия одного из затворов водосброса. А, Б — исследуемые водосбросные отверстия; КО — контрольное отверстие.

1. Устанавливается первоначальный неизменный режим водотока. Подлежащий тарированию водосброс *А* должен быть полностью закрыт, второй водосброс *Б* должен работать с полной пропускной способностью, а контрольное отверстие — открыто. На водомерном посту в нижнем бьефе гидросооружения фиксируется уровень воды, соответствующий этому режиму.

2. Закрывается контрольное отверстие, одновременно приоткрывается затвор водосброса *А* при сохранении суммарного расхода. При необходимости открытие отверстия подрегулируют, ориентируясь на уровень воды на водомерном посту. После восстановления первоначального режима водотока через водосброс *А* проходит расход, равный пропускной способности контрольного отверстия $Q_A = Q_{ко}$.

3. Открывается контрольное отверстие, одновременно частично прикрывается затвор водосброса *Б*. После восстановления неизменного режима водотока через водосброс *Б* будет проходить расход, меньший прежнего на $Q_{ко}$.

4. Закрывается контрольное отверстие. На еще большую величину открывается затвор водосброса *А* с таким расчетом, чтобы суммарная величина расхода опять сохранилась неизменной.

С учетом предыдущего расход через водосброс *А* будет равен двойному расходу контрольного отверстия $Q_{A_2} = 2Q_{ко}$ и т. д.

По результатам испытаний строится расходная характеристика $Q_b = f(a)$, соответствующая режиму работы водосброса при одном напоре. Аналогичные испытания могут быть проведены для различных напоров на сооружении. Исследования водопропускных сооружений этим методом проводились на Головной, Егорлыкской, Бурджарской ГЭС, на головных узлах гидроэлектростанций Талигулян-1 и Талигулян-3, на Газалкентской плотине, Чирюртской плотине.

Методом контрольного отверстия целесообразно пользоваться, если есть возможность замерить расход через контрольное отверстие любым способом — гидрометрической вертушкой, трубкой Пито и т. п. В этом случае, непосредственно измерив только 1 раз расход через контрольное отверстие, можно протарировать с его помощью все водопропускные отверстия гидроузла.

Принцип измерения расхода контрольным отверстием применим к исследованиям пропускной способности не только водосбросов, но и гидротурбин. Например если одна из турбин имеет надежную характеристику, то, выбрав ее в качестве контрольного отверстия, можно протарировать остальные. Подобные испытания проведены на гидроэлектростанциях Самаркандского и Орджоникидзевого каскадов.

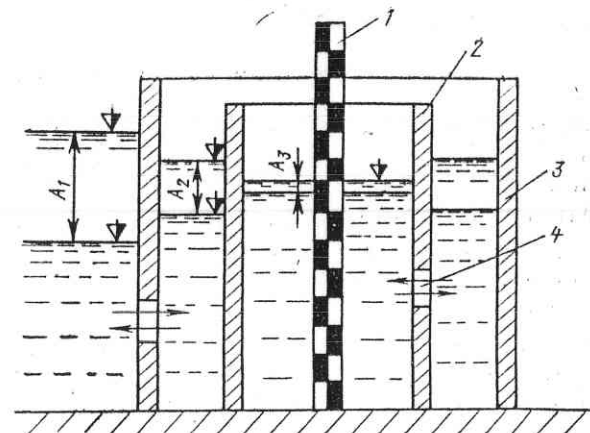


Рис. 5-13. Схема успокоителя уровня воды.

1 — водомерная рейка; 2 — внутренняя емкость; 3 — наружная емкость; 4 — отверстия для перетоков воды.

Расход воды через гидротурбину лучше всего определять замерами перепада давления в двух точках спиральной камеры, используя дифференциальный манометр (например, ДТ-50).

Уровень воды водотока при испытаниях обычно измеряется по специально устанавливаемым водомерным рейкам с миллиметровыми делениями шкалы. Место расположения рейки выбирается там, где поток наиболее спокоен; для увеличения точности отсчета по ней применяются различные успокоители колебания уровня (рис. 5-13). Как правило, существующие водомерные рейки, имеющиеся на гидроэлектростанциях в верхнем и нижнем бьефах, ввиду малой точности отсчета по ним при испытаниях не используются.

Открытие затвора тарированного водосброса может определяться как по существующей шкале открытия после соответствующей проверки ее, так и по специально сделанной.

Фактическая погрешность расходных характеристик водосбросов, полученная обработкой результатов натурных испытаний 41 водопропускного сооружения, не превышала 2—3%.

Для уменьшения общей погрешности результата необходимо руководствоваться следующим:

в качестве тарирующего гидроагрегата выбирать такой, у которого пропускная способность ближе всего подходит к пропускной способности тарируемого объекта: оптимальный случай, когда $Q_t = Q_b$;

определять расход через турбину наиболее точным способом по перепаду давления в спиральной камере, выбирая по возможности тот гидроагрегат, у которого значение постоянной k и размах пульсации давления наименьшие;

выбирать наиболее благоприятное место расположения водомерного поста для измерения уровня воды;

определять расход контрольного отверстия несколько раз (3—4).

Методы тарирования гидросооружений с использованием гидротурбин для измерения расходов воды имеют ряд преимуществ перед другими известными методами:

процесс производства испытаний прост, возможно проведение их не только специализированными организациями, но и эксплуатационным персоналом гидроэлектростанций или гидрометстанций;

все измерения могут проводиться как по существующим на гидросооружении и гидроэлектростанции приборам, так и (для повышения точности) по специально подключенным аналогичным приборам с более высоким классом точности; для испытаний не требуется специальных сложных приборов или измерительных устройств;

отсутствие значительных подготовительных работ, быстрота проведения испытания одновременно малым числом исследователей, простота обработки полученного материала.

Глава шестая

ОПЫТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УЧЕТА ВОДЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящей главе рассматривается на конкретных примерах, каким образом могут быть реализованы ранее сделанные рекомендации по улучшению качества учета воды на гидроэлектростанциях по характеристикам. Как будет видно ниже, путем проведения комплекса мероприятий можно добиться существенного повышения точности и обеспечить надежные данные по стоку.

В качестве примеров выбраны Плявинская, Капчагайская, Дубоссарская и Иркутская ГЭС.

6-1. Плявинская ГЭС имени В. И. Ленина

Плявинская ГЭС имени В. И. Ленина на р. Даугаве является верхней станцией каскада. Подпорными сооружениями гидроузла образовано водохранилище недельного регулирования. Длина водохранилища 57 км, полный объем 546 млн. м³, полезный объем 184,6 млн. м³, призма сработки 7 м (рис. 6-1).

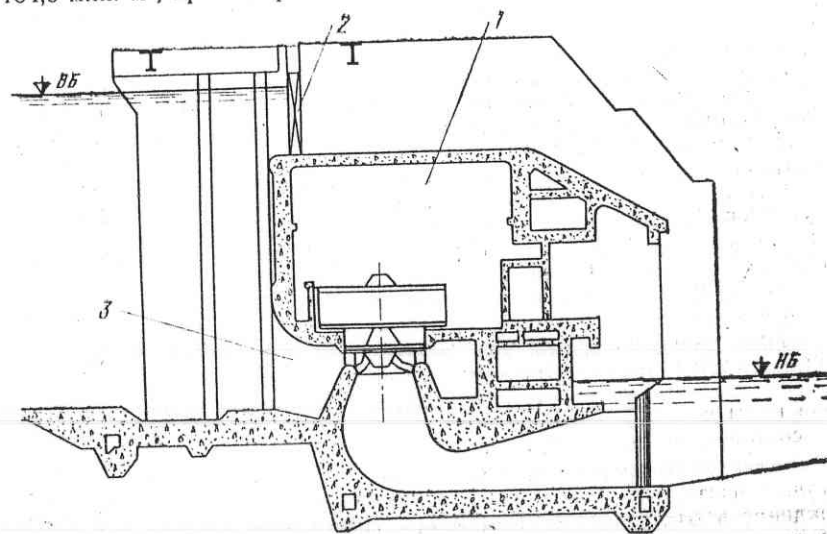


Рис. 6-1. Схематический разрез по зданию Плявинской ГЭС имени В. И. Ленина.

1 — подводящее помещение; 2 — основной затвор водослива; 3 — водоприемное отверстие.

Таблица 6-1

Годы	Средний годовой расход притока по данным гидромет- службы, м³/с	Средний годовой расход притока по данным ГЭС, м³/с	Невязка		Средний годовой расход притока по разработан- ной мето- дике, м³/с	Невязка	
			м³/с	%		м³/с	%
1966	610	582	-28	4,6	605	-5	0,8
1967	455	422	-13	2,9	459	+4	0,9
1968	518	494	-24	4,6	513	-5	1,0
1969	372	369	-3	1,0	383	+11	2,9
1970	605	577	-28	4,7	600	-5	0,8
1971	461	451	-10	2,2	469	+8	1,7
1972	370	355	-15	4,1	369	-1	0,3
Среднее за 1966— 1972 гг.	424	409	-15	3,5	425	+1	0,2

полученным на гидрометпосту, в створе Плявинской ГЭС и створе Кегумской ГЭС, расположенной ниже.

Данные по Плявинской и Кегумской ГЭС хорошо согласуются; только в двух случаях невязка достигает 4,2%. Вместе с тем еще значительные невязки сохраняются в зимние месяцы между Пля-

Таблица 6-2

Месяцы 1974 г.	Средне- месячный расход по данным ГМС, м³/с	Средне- месячный расход Плявинс- кой ГЭС, м³/с	Невязка ГМС (Плявинская ГЭС)		Средний месячный расход Кегумской ГЭС, м³/с	Невязка (Плявин- ская ГЭС—Кегум- ская ГЭС)	
			м³/с	%		м³/с	%
Февраль	204	242	+38	18,6	343	+1	0,4
Март	444	502	+58	13,0	509	+7	1,4
Май	125	542	+17	3,2	549	+7	1,3
Июнь	371	348	-23	6,2	338	-10	2,9
Сентябрь	195	191	-4	2,0	183	-8	4,2
Октябрь	350	408	+58	16,6	417	+9	2,2
Ноябрь	505	552	+47	9,3	575	+23	4,2

винской ГЭС и гидрометпостом, которые в отдельные месяцы достигают 16—18%. Причина заключается, по-видимому, в недостаточно точном определении расходов воды в зимнее время в створе поста и в недостаточном освещении гидрометрическими измерениями гидрологического режима Плявинского водохранилища (боковая приточность, осадки и т. д.). Это предположение косвенно подтверждается анализом работы гидроэлектростанции. По стоку, определен-

ному по данным водомерного поста, средний месячный к. п. д. гидроэлектростанции в месяц с наибольшими невязками близок или даже превышает 100%, чего не может быть, и указывает на занижение стока воды на гидрометпосту. По данным, полученным на гидроэлектростанции, среднемесячные значения к. п. д. составляют за те же месяцы 82—84%, что соответствует реальным условиям эксплуатации Плявинской ГЭС.

Отстает значительной и невязка суточных стоков, которая в отдельные сутки достигает 20—25%. Однако эта невязка не характеризует качества учета стока в створе самой гидроэлектростанции. Она объясняется ошибками в определении действительной суточной сработки (наполнения) водохранилища из-за волновых и сгонно-нагонных явлений, а также в изменении динамического объема водохранилища при изменениях расхода притока.

Внедрение усовершенствованной методики учета стока воды на Плявинской ГЭС позволило повысить точность этого учета в 2—3 раза по сравнению с существующей методикой. При этом, как видим, не изменяется состав наблюдений, не увеличивается объем самих измерений и вычислительных операций при подсчете стока.

6-2. Капчагайская ГЭС

В состав Капчагайского гидроузла на р. Или входят две земляные плотины, водоприемник, здание гидроэлектростанции, строительный и эксплуатационный водосбросы, отводящий канал (рис. 6-2).

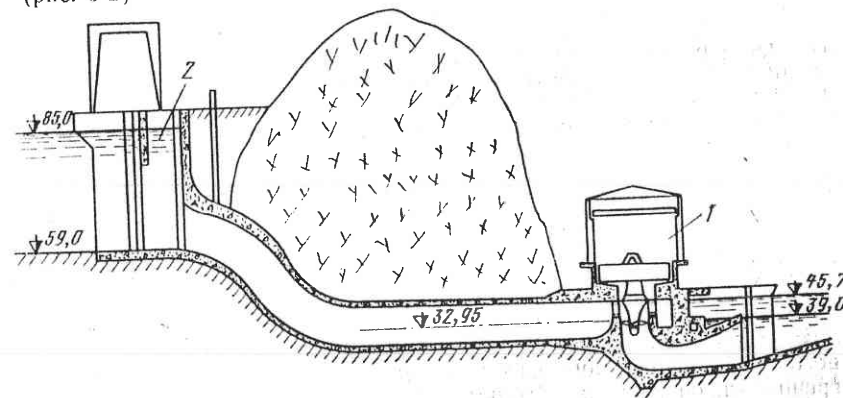


Рис. 6-2. Схематический разрез по сооружениям Капчагайской ГЭС.
1 — здание ГЭС; 2 — водозаборное сооружение.

Напорными сооружениями гидроузла образовано водохранилище многолетнего регулирования полным объемом 28 млрд. м³, полезным — 6,6 млрд. м³, призма сработки 4,0 м.

В здании гидроэлектростанции установлены четыре гидроагрегата с поворотно-лопастными, двухперовыми турбинами ПЛ-50-В-650 мощностью по 111 тыс. кВт при расчетном напоре 36,1 м и расходе 355 м³/с.

Холостые сбросы производятся редко, основная часть стока пропускается через гидротурбины, гидроэлектростанция работает в пиковом режиме нагрузок. Строительный водосброс имеет пропускную способность 2120 м³/с, эксплуатационный водосброс 440 м³/с.

Среднесуточный расход определяется следующим образом. По счетчику выработки электроэнергии находилась средняя нагрузка гидроагрегата делением суточной выработки на время его работы.

Средний напор определяется как разность в уровнях верхнего и нижнего бьефов и с учетом потерь напора на сороудерживающих решетках и в водоподводящем тракте турбины. Периодичность измерения уровней воды в верхнем бьефе 2 раза в сутки, в нижнем бьефе — каждые 2 ч.

По измеренным значениям мощности и напора находится по заводской эксплуатационной характеристике расход.

Среднесуточное значение расхода через гидроагрегат определяется по формуле

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ср.р}} T}{24},$$

где $Q_{\text{ср}}$ — среднесуточный расход через гидроагрегат, м³/с; $Q_{\text{ср.р}}$ — средний расход через гидроагрегат за время его работы в генераторном режиме в течение расчетных суток, м³/с; T — число часов работы гидроагрегата в генераторном режиме.

Среднесуточный расход через водосброс определяется по уравнению

$$Q_{\text{ср.в}} = \frac{Q_{\text{в}} T}{24},$$

где $Q_{\text{в}}$ — расход через водосброс при данном открытии затвора и среднем за период работы водосброса уровне верхнего бьефа, м³/с; T — число часов работы водосброса при данном открытии затвора.

В комплекс мероприятий, направленных на улучшение качества учета водного стока в створе гидроузла, входили проведение натурных испытаний гидроагрегатов и уточнение их эксплуатационных характеристик, проведение анализа погрешностей проводимых измерений и анализа данных водного баланса между створом гидроэлектростанции и водомерным постом гидрометслужбы, изучение условий работы и точности измерений на гидрометпосту при пиковом режиме работы гидроэлектростанции. Как видим, за исключением испытаний гидроагрегата, остальные работы состояли в анализе материалов эксплуатации по измерениям и наблюдениям водного стока. Проведение этих работ позволило выявить основные погрешности, оценить их абсолютное значение и знак, разработать рекомендации по их устранению или уменьшению и на основе этого составить местную инструкцию по учету стока в створе Капчагайской ГЭС.

Энергетические испытания проводились на двух гидроагрегатах, в результате были уточнены заводские характеристики, которые несколько занижали учитываемый расход. Кроме того, было установлено, что при максимальной мощности гидроагрегата расходы воды занижаются еще примерно на 1% из-за несоответствия существующей комбинаторной зависимости оптимальным значениям, которые были заложены в заводских характеристиках. Были выявлены также погрешности методического характера. Капчагайская ГЭС рабо-

тает в пиковом режиме нагрузок. В этих условиях наиболее точные значения среднесуточных расходов получаются при учете через каждую турбину в отдельности и с возможно более частыми измерениями мощности и напора. Определение расхода по осредненным значениям мощности и напора и недостаточном числе самих измерений может приводить к погрешностям. Анализ режимных условий Капчагайской ГЭС с точки зрения учета турбинного расхода показал следующее. Расходы через турбины, определенные по осредненной мощности, приводят к систематическому занижению стока воды примерно на 1%. Определение среднего напора как среднеарифметической величины из проведенных за сутки измерений практически не дает погрешности; максимальное расхождение находится в пределах 0,5%.

Таблица 6-3

Створ измерений	Среднемесячные значения расходов, м³/с, за месяцы												Средний годовой расход, м³/с
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
ГЭС	198	201	491	379	544	553	502	588	338	239	311	341	390
Гидрометпост	211	217	551	425	613	635	571	660	370	257	325	366	433
Расхождение, %	7	8	12	12	13	15	14	12	9	8	5	7	11

Анализом методов учета воды на гидрометпосту были выявлены погрешности, которые возникают из-за пиковых режимов работы гидроэлектростанции, оценены их значение и знак.

Погрешности, допускаемые в учете воды на гидроэлектростанции и гидрометпосту, в конечном счете приводили к небалансу стока между этими створами. В табл. 6-3 приведены в качестве примера среднемесячные значения расхода за 1973 г. Как видно из табл. 6-3, небаланс одного знака: на гидроэлектростанции учитываемый расход всегда меньше, чем на гидрометпосту. В осенне-зимний период расхождение достигало 7—10%, весной и летом 12—15%, в среднем за год — 11%. Проведенные работы и анализ материалов эксплуатации позволили разработать соответствующие рекомендации и составить инструкцию по учету воды на Капчагайской ГЭС.

При учете стока воды на гидроэлектростанции по новой инструкции погрешность не превышает 2—3%.

Были также рассмотрены пути дальнейшего совершенствования учета воды в створе Капчагайской ГЭС и сделаны рекомендации, которые связаны главным образом с автоматизацией измерений уровней верхнего и нижнего бьефов (регистрирующие приборы) и перепадов на сороудерживающих решетках и установкой расходомеров на турбины и эксплуатационный водосброс.

6-3. Дубоссарская ГЭС

Дубоссарская ГЭС на р. Днестре построена в 1964 г. В состав сооружений гидроузла входят бетонная водосливная плотина, правобережная и левобережная земляные плотины, русловая плотина и здание гидроэлектростанции. Полная длина фронта сооружений 940 м (рис. 6-3).

Водосливная плотина имеет восемь пролетов шириной в свету 13 м, перекрываемых плоскими затворами, и напором на пороге при НПУ 8 м, пропускная способность одного пролета около 600 м³/с. Здание гидроэлектростанции совмещено с напорными водосбросами; в здании гидроэлектростанции установлено четыре гидроагрегата с поворотными лопастными турбинами фирмы «Тампелла», мощность каждого гидроагрегата 12 тыс. кВт, пропускная способность 100 м³/с, расчетный напор 12,8 м.

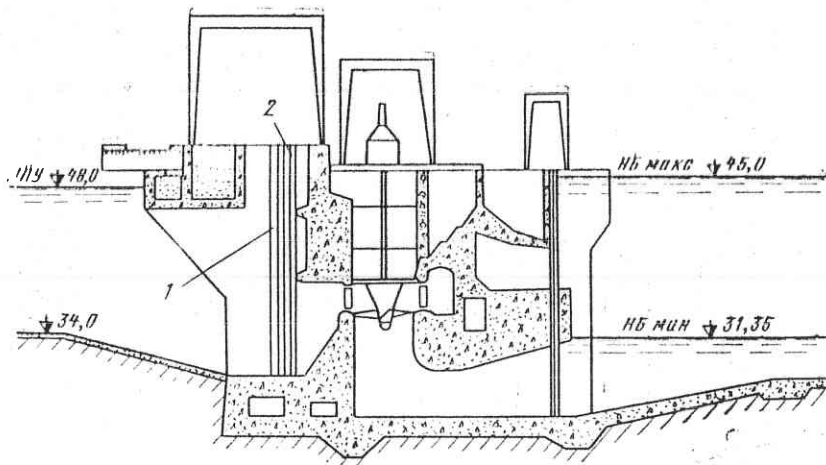


Рис. 6-3. Схематический разрез по зданию Дубоссарской ГЭС.
1 — основной затвор; 2 — ремонтный затвор.

Средний годовой сток реки 9,1 км³, меженные расходы реки 50—200 м³/с, паводочные расходы достигают 2000—3000 м³/с, а иногда и более. Дубоссарское водохранилище по промерам 1969 г. имеет полный объем 372 млн. м³ и полезный объем 209 млн. м³, призма сработки 3,8 м позволяет обеспечивать суточное и недельное регулирование стока.

В меженный период гидроэлектростанция работает в пиковом режиме нагрузок, во время паводков — в базисном. Излишки паводочного расхода сбрасываются через водосливную плотину.

Делением суммарной суточной выработки электроэнергии по всем гидроагрегатам на 24 ч находится среднесуточная нагрузка гидроэлектростанции. Напор подсчитывается как среднее значение из шести измерений уровня верхнего и нижнего бьефа; потери напора на сороудерживающих решетках не учитываются. По полученным значениям напора и нагрузки, используя заводские эксплуатационные характеристики, определяют среднесуточный расход через турбины.

Сток через водосливную плотину определяют по открытию и продолжительности работы водосливных отверстий, используя натурные расходные характеристики. Фильтрационный расход через тело земляной плотины и неплотности затворов бетонной водосливной плотины учитывается постоянным значением 2,0 м³/с.

Приток к створу гидроэлектростанции определяется персоналом

Дубоссарской озерной станции, которым также составляется водный баланс водохранилища. В нижнем бьефе расходы не измеряются.

Между данными по притоку к водохранилищу и данным по стоку в створе гидроэлектростанции имелись расхождения. Среднедекадные и среднесесячные расходы на гидроэлектростанции были больше, чем приток. Расхождение колебалось в пределах 1—10%, а в отдельные декады марта — апреля доходило до 30%. Причинами расхождения были ошибки, допускаемые при составлении водного баланса водохранилища и учете стока в створе гидроэлектростанции.

Анализ методики учета стока воды на гидроэлектростанции показал следующее. В межень, когда Дубоссарская ГЭС ведет суточное диспетчерское регулирование, деление суточной выработки на 24 ч дает заниженное значение средней нагрузки гидроагрегата по сравнению с фактической. Определение среднесуточного расхода по заниженной среднесуточной нагрузке дает заниженный результат из-за того, что к. п. д. турбины при этом уменьшается, а следовательно, удельные расходы воды на 1 кВт·ч выработки становятся больше.

Для исключения данного вида погрешности, которая в зависимости от режима работы гидроэлектростанции может достигать 2—4%, было рекомендовано учет стока вести по каждому агрегату отдельно.

В паводочный период при работе гидроэлектростанции в базисе нагрузки учет стока через турбины рекомендовано проводить по суммарной выработке, по принятой на гидроэлектростанции методике.

Наблюдение за фильтрацией через земляную плотину и протечками через неплотности затворов водосливной плотины, проведенное при НПУ в водохранилище, показало, что суммарное значение их не превышает 0,2—0,5 м³/с. Принимаемое на гидроэлектростанции значение фильтрации и протечек 2,0 м³/с, когда отсутствует поверхностный перелив через затворы на водосливной плотине, является завышенным. Рекомендовано учитывать фильтрацию и протечки в размере 0,5 м³/с.

Для повышения точности учета воды в створе Дубоссарской ГЭС был проведен минимум работ. За исключением натуральных испытаний пропускной способности водосбросов плотины, которые к тому же были проведены ОРГЭС ранее, потребовались только небольшие и сравнительно несложный анализ режимов работы гидроэлектростанции и уточнение фильтрационных потерь и протечек. Даже эти мероприятия позволили получить значительно лучшую сходимость между данными гидрометслужбы по притоку и данным по стоку в створе гидроузла и обеспечить требуемую точность измерений расходов.

Для дальнейшего повышения качества учета было рекомендовано провести работы по уточнению регулирующего объема водохранилища путем промеров глубин, а также уточнения объемов отбора воды из водохранилища на орошение и хозяйственно-питьевые нужды.

6-4. Иркутская ГЭС

Иркутская ГЭС является верхней ступенью ангарского каскада. В состав подпорных сооружений гидроузла входят земляные плотины и здание ГЭС, совмещенное с водосбросами. Подпорными

оружениями общей длиной 2744 м образовано водохранилище полезной емкостью 46,45 км³. Средний многолетний расход Ангары в створе гидроузла 1915 м³/с, минимальный базовый расход в навигационный период 1500 м³/с, в межнавигационный период 1050 м³/с. В здании ГЭС установлено восемь гидроагрегатов, мощностью по 82,8 МВт при расчетном напоре 26 м и расходе 400 м³/с. Практически весь сток реки (около 99,8%) пропускается через турбины; 0,2% стока приходится на протечки и фильтрацию, холостых сбросов воды через водосбросные сооружения уже в течение 8 лет (с 1972 г.) не производилось.

Учет воды через гидротурбины проводится по количеству выработанной электроэнергии с использованием характеристик гидроагрегатов, построенных ВНИИГ на основании натурных испытаний в 1960 г. Для подсчета расхода используется формула

$$Q_T = k \frac{Э_{сут}}{H_{ср.сут}},$$

где $Э_{сут}$ — суточная выработка электроэнергии, кВт·ч; k — коэффициент, принимаемый в зависимости от нагрузки, $k=4,247/\eta$.

При нагрузках гидроагрегата 35–75 МВт и $\eta=0,874$ коэффициент $k=4,84$, при нагрузках свыше 75 МВт и $\eta=0,867$ $k=4,90$.

Усредненные значения η принимаются по натурным характеристикам $\eta=f(N)$.

Напор на ГЭС определяется по показаниям автоматических уровнемеров, установленных в верхнем и нижнем бьефах; потери напора на сороудерживающих решетках измеряются перепадами. Снятие показаний перепадомеров проводится один раз в сутки.

Анализ эксплуатационных материалов наблюдений за стоком показывает, что он проводится методически правильно, измерительные приборы находятся в исправном состоянии.

Возможность появления заметных систематических ошибок в учете расхода воды через гидротурбины в результате приборных погрешностей или методики измерений исключается.

Одновременно учет стока воды проводится на гидрометпосту Иркутского УГМС. Гидрометпост расположен в русле нижнего бьефа вблизи гидроузла, ниже гидрометпоста в Ангару впадает р. Иркут. Наблюдение за уровнем проводится по самописцу «Валдай», имеющему суточный завод часового механизма. Лента самописца сменяется ежедневно в 8.00 ч, а в 20.00 ч наблюдателем проводится контрольный отсчет по водомерной рейке.

Среднесуточное значение уровня находится как среднеарифметическое из почасовых уровней, снятых с ленты самописца; кроме того, отмечаются за сутки максимальные и минимальные уровни воды. Ежедневные расходы воды определяются по среднесуточному уровню на водомерном посту по кривой связи уровень — расход $Q=f(H)$. Кривая построена по материалам наблюдений за период 1974–1979 гг. и ежегодно подтверждается контрольными вертунечными измерениями в русле, проводимыми сотрудниками УГМС.

Учет воды в створе гидрометпоста проводится методически правильно, приборы находятся в исправном состоянии.

Инспекционными обследованиями, проведенными Государственным гидрологическим институтом, отделом гидрологии Иркутской ГМО и работниками ГЭС в 1970 и 1976 гг., было установлено, что учет воды в створе Иркутской ГЭС расходуется примерно на 10%

против измеряемого на водомерном посту. При этом считалось, что на гидрометпосту точность выше и требуется более качественно наладить учет воды в створе гидроэлектростанции, чтобы уменьшить расхождение. Поскольку практически весь речной сток проходит через гидротурбины, в актах инспекции рекомендовалось проверить их характеристики, так как они были построены на основании натурных испытаний в 1960 г. и за прошедшее время могли измениться. Однако до проведения повторных энергетических испытаний было решено детально проанализировать все имеющиеся эксплуатационные материалы по учету стока воды на ГЭС и гидрометпосту, чтобы выявить другие возможные причины, приводящие к небалансу, а не только из-за характеристик турбин. Успешное решение задачи позволило бы отказаться от дорогостоящих и трудоемких испытаний.

Анализ материалов наблюдений за стоком на гидрометпосту выявил следующую закономерность. Расхождение с данными, полученными на гидроэлектростанции, возрастает по мере увеличения расхода Иркуты. Когда расход менее 50 м³/с, то небаланс с гидроэлектростанцией практически пропадает или находится в допустимых пределах $\pm 5\%$. При расходе 100 м³/с среднесуточный расход на гидрометпосту больше, чем на гидроэлектростанции порядка на 4–6%, при расходе 300–500 м³/с на 10–15%. При этом пики прохождения максимальных расходов по Иркуте в точности соответствовали пикам максимальных расхождений в учете стока на участке от гидроэлектростанции до гидрометпоста. Таким образом, причиной расхождений является наличие подпора от Иркуты в створе гидрометпоста, которое нарушает однозначность связи уровень — расход в русле нижнего бьефа. Уровни воды оказываются выше определяемой для данного расхода кривой связи и поэтому учитываемые расходы завышены против действительных.

В результате проведенных исследований было рекомендовано в периоды больших расходов по Иркуте вводить в учитываемый сток на водомерном посту соответствующую поправку или ориентироваться на сток через гидроэлектростанцию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Василевский А. Г., Штерн Е. П. Опыт повышения эффективности эксплуатации гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1978. — 93 с.
2. Владиславлев Л. А. Водомеры типа ВО конструкции ОРГРЭС для гидротурбин, затворов гидротехнических сооружений, затворов и задвижек напорных трубопроводов. — М.: Энергия, 1968. — 40 с.
3. Волохов В. А. Опыт использования радиоактивных изотопов для измерения расходов воды в напорном трубопроводе гидроэлектростанции. — Гидротехническое строительство, 1965, № 9, с. 38—39.
4. Воробьев А. С. Натурные исследования пропускной способности водосбросов Хишрау ГЭС. — Гидротехническое строительство, 1966, № 8, с. 43—45.
5. Воробьев А. С., Серков В. С. Натурные испытания по определению пропускной способности гидротехнических сооружений способом контрольного отверстия (Обзор). — М.: Информэнерго, 1973. — 66 с.
6. Гаврилов А. М. Основы учета стока на гидроэлектростанциях. — Л.: Гидрометеониздат, 1965. — 419 с.
7. Инструкция по учету стока воды на гидроэлектростанциях. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. — 16 с.
8. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества. — Л.: Машиностроение, 1975. — 16 с.
9. Методические указания по проведению эксплуатационных энергетических испытаний гидроагрегатов ГЭС. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1977. — 56 с.
10. Международный код натурных приемо-сдаточных испытаний гидравлических турбин. Рекомендации МЭК. Публикация № 41. — Л.: Комитет по участию СССР в международных энергетических объединениях, 1966. — 108 с.
11. Методика учета стока воды на гидроэлектростанциях. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. — 42 с.
12. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, часть II. — М.: Гидрометеониздат, 1972. — 264 с.
13. Основные положения по учету стока воды на гидроэлектрических станциях. — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. — 7 с.
14. Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик. — В кн.: Новое в водном законодательстве. — М.: Юридическая литература, 1972. 69—93.
15. Овчаров Е. Е., Плотников В. М. Автоматизация учета воды на оросительных системах. — М.: Колос, 1972. — 94 с.
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Изд. 13-е. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.
17. Положение о государственном учете вод и их использовании. — М.: Гидрометеониздат, 1975. — 7 с.
18. Серков В. С. Эксплуатация совмещенных гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1968. — 226 с.
19. Серков В. С., Воробьев А. С. Современное состояние учета стока воды на гидроэлектростанциях и задачи по его совершенствованию. — Труды IV всесоюзного гидрологического съезда, 1976, т. 11, с. 185—190.
20. Серков В. С., Байчиков Л. Н. Определение пропускной способности водосливных отверстий в эксплуатационных условиях пьезометрическим способом (обзор). — М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. — 35 с.
21. Серков В. С., Воробьев А. С., Гурьев А. П., Байчиков Л. Н. Пропускная способность водосбросов гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1974. — 119 с.
22. Флексер Я. Н. Контроль состояния гидроустановки. — М.: Госэнергоиздат, 1958. — 31 с.
23. Флексер Я. Н. Эксплуатация гидросиловых установок. — М.: Сельхозгиз, 1954. — 324 с.
24. Флексер Я. Н. Радиондикаторные методы исследования фильтрации в гидротехнических сооружениях. — М.: Энергия, 1965. — 35 с.
25. Чернятин И. А. Аппаратура для измерения характеристик водного потока на гидроэлектростанциях и ее эксплуатация. — М.: Госэнергоиздат, 1956. — 83 с.
26. Щапов Н. М. Гидрометрия гидротехнических сооружений и гидромашин. — М.: Госэнергоиздат, 1957. — 235 с.
27. Эксплуатация гидроэлектростанций/ Под общ. ред. В. С. Серкова. — М.: Энергия, 1977. — 303 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. Современное состояние учета стока воды на гидроэлектростанциях	7
1-1. Роль и задачи гидроузлов в общегосударственной системе учета воды	7
1-2. Анкетный опрос гидроэлектростанций по учету стока воды	9
1-3. Инспекционное обследование гидроэлектростанций	14
1-4. Задачи совершенствования учета воды на гидроэлектростанциях	21
Глава вторая. Учет стока воды через гидроагрегаты	26
2-1. Требования к учету стока воды гидроагрегатами	26
2-2. Способы измерений расходов воды через гидроагрегаты	28
2-3. Потребности определения расхода воды через гидроагрегаты	34
2-4. Измерение напора гидротурбин и учет потерь	38
2-5. Измерение мощности гидроагрегатов и выработки электроэнергии	56
2-6. Определение среднегодового расхода гидротурбин	58
Глава третья. Учет стока воды через гидротехнические сооружения	69
3-1. Требования к учету стока воды через гидротехнические сооружения	69
3-2. Способы измерения расходов	71
3-3. Точность учета стока воды через водосбросные гидротехнические сооружения	81
Глава четвертая. Автоматизация учета стока воды на гидроэлектростанциях	83
4-1. Задачи автоматизации учета стока воды на гидроэлектростанциях	83
4-2. Эксплуатационно-метрологические требования к гидрометрическому оборудованию	86
4-3. Классификация и принципы работы расходомеров	93
4-4. Конструкции расходомеров, устанавливаемых на гидроэлектростанциях	101
4-5. Опыт эксплуатации расходомеров, установленных на гидроэлектростанциях	119

Глава пятая. Натурные испытания	123
5-1. Способы натурных исследований на гидроузлах	123
5-2. Натурные испытания гидроагрегатов	134
5-3. Натурные испытания гидротехнических сооружений	143
Глава шестая. Опыт совершенствования учета воды по эксплуатационным характеристикам оборудования	161
6-1. Давышская ГЭС имени В. И. Ленина	161
6-2. Капшагская ГЭС	165
6-3. Дубовицкая ГЭС	167
6-4. Иркутская ГЭС	169
Список литературы	172