ՏԵՂԵԿԱԳԻՐ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ՍՍՌ ԳԻՏՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԻ ԱԿԱԴԵՄԻԱՅԻ
ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АРМЯНСКОЙ ССР

Ֆիզ.-մաթ., բն. և տեխն. գիտութ. II, № 2, 1949 Физ-мат., естеств. и тех. науки

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

В. П. Мартынов

Энергетический показатель для анализа эффективности водно-силового режима гидроэлектрической станции и гидроэнергосистемы.*

К концу четвертой пятилетки участие гидроэлектрических станций в электробалансе Союза значительно возрастет и достигнет 14%. Уровень же водноэнергетического хозяйства гидроэлектроцентралей (ГЭЦ) и эффективность использования водных ресурсов не находятся еще на должной высоте и должны быть подняты [1]. В связи с этим возникает вопрос: какой энергетический показатель должен быть положен в основу, как критерий, для анализа эффективности совместно работающих ГЭЦ?

Для целей научного исследования и для решения практических задач при эксплоатации и проектировании гидроэлектрических станций нужно иметь такой энергетический показатель, который позволял бы:

1. характеризовать и удобно сравнивать между собою различные ГЭЦ (имеющие различного типа сооружения, оборудование и параметры водотока) по эффективности использования водотока;

2. характеризовать и удобно сравнивать между собою гидроэнергосистемы по эффективности режима работы всех ГЭЦ системы в целом;

3. нормировать эффективность работы ГЭЦ различных параметров и имеющих различное назначение в энергосистеме, а также нормировать эффективность работы энергосистемы;

4. удобно анализировать энергобаланс гидростанции для возможности выявления источников нерационального режима (потерь выработки).

Существующие энергетические показатели не отвечают полностью поставленным требованиям. В процессе научно-исследовательской разработки вопроса рационализации водно-энергетического режима энергосистемы при наличии суточного регулирования был предложен и обоснован энергетический показатель, отличающийся от существующих и в достаточной мере отвечающий требованиям, поставленным выше перед подобным показателем.

* Доложено на Ученом Совете ВЭнИ АН Арм ССР, 16 XII 1948 г.

Существующие показатели энергетического режима гидростанции

Абсолютные показатели экономичности не позволяют сопоставлять экономичности как различных элементов оборудования и сооружений, так и гидростанции в целом. Для оценки экономичности работы оборудования и гидростанции, а также для сопоставления показателей отдельных ГЭЦ пользуются удельными показателями экономичности: удельный расход, коэфициент полезного действия, удельная потеря, отнесенная к полезной мощности и удельная потеря, отнесенная к подведенной мощности [2].

Применительно к гидростанциям на практике употребляются первые два показателя: удельный расход, выраженный в $м^3$/сек-квт или $м^3$/квтч, и КПД (η).

Правила технической эксплоатации электрических станций и сетей (ПТЭ) устанавливают следующие технико-экономические показатели для гидростанций [3]: выработка электроэнергии за отчетный период (суммарно), удельный расход воды на выработанный станцией киловаттчас, расход электроэнергии на собственные нужды станции (§ 1193).

Для тепловых электростанций ПТЭ предписывают учитывать также удельный расход условного топлива на выработанный станцией киловаттчас (§ 1191).

Удельный расход условного топлива на выработанный киловаттчас является весьма удобным энергетическим показателем экономичности тепловой электростанции. Он позволяет наглядно сравнивать между собой экономичность работы отдельных электростанций и энергосистем и нормировать их работу (с учетом топливной политики и др.).

Несмотря на наличие подробных форм планирования и учета эксплоатации ГЭЦ, показатель для гидростанции, подобный расходу условного топлива, отсутствует. Указываемые в „отчете гидроэлектростанции о выполнении плана по производству" (Форма Э—4—РГ) значения КПД станции в целом и удельных расходов воды брутто не отвечают приведенной выше цели. Так, например, КПД гидростанции в целом принимается, как отношение выработки электроэнергии за отчетный месяц в квтч, умноженное на 100, к теоретически возможной выработке электроэнергии за тот же период, при фактических расходах воды по водотоку станции в целом. При этом „методика подсчета теоретически возможной выработки для определения указанных КПД для каждой станции устанавливается самими станциями и Районными Управлениями (по согласованию с Главком)". [4].

Удельные расходы воды, вычисляемые для ГЭЦ, позволяют сравнивать эффективность работы отдельной гидростанции по сезонам или годам, но не могут служить для сравнения между собой

эффективности работы различных ГЭЦ, имеющих различные напоры и разное назначение в энергосистеме.

Для отдельных ГЭЦ Министерство Электростанций СССР нормирует удельные расходы воды (брутто) на выработанный киловатт-час.

Стройная система показателей эксплоатации гидроэлектростанции предложена профессором-доктором тех. наук Т. Л. Золотаревым [5]. Исходя из данных баланса энергии ГЭЦ (см. рис. 1), Т. Л. Золотарев выводит следующие показатели эксплоатации ГЭС:

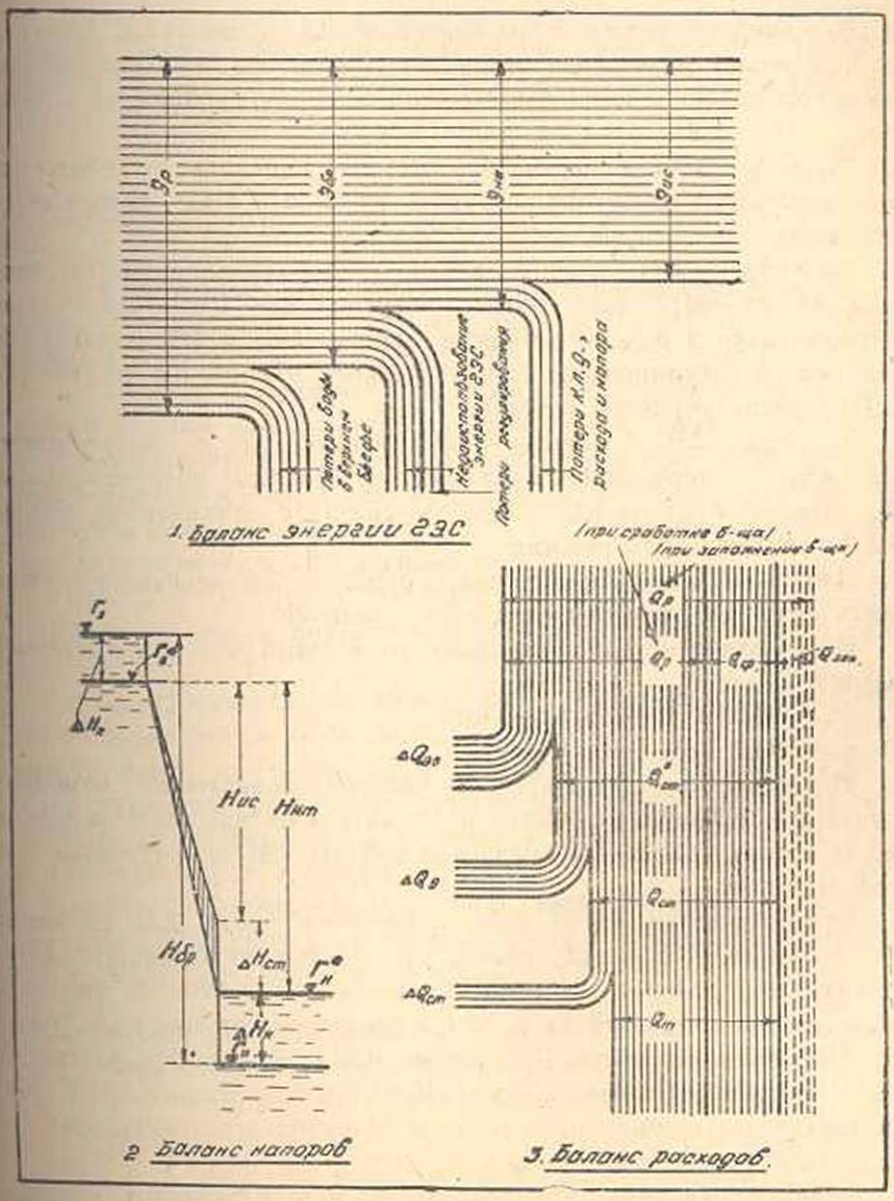

Рис. 1. Баланс напоров, расходов и энергии гэц.

а) показатель использования реки: $\varphi = \frac{Э_{бр}}{Э_р} = \frac{Q^\circ_{ст}}{Q_р}$, 1.

б) показатель использования энергии ГЭЦ: $\chi = \frac{Э_{нт}}{Э_{бр}} = \frac{Q_{ст}.H_{нт}}{Q^\circ_{ст}.H^\circ_{нт}}$, 2.

в) показатель качества эксплоатации: $\Psi = \frac{Э_{нс}}{Э_{нт}} = \frac{Q_{т}.H_{нс}\,\eta_{ст}}{Q_{ст}.H_{нт}\,\eta^\circ_{ст}}$, 3.

г) сводный показатель использования водотока $\varepsilon = \varphi.\chi.\Psi = \frac{Э_{нс}}{Э_р} = \frac{Q_{ст}.H_{нс}.\eta_{ст}}{Q_р.H^\circ_{нт}.\eta^\circ_{ст}}$, 4.

где $Э_р$ — энергия реки за рассматриваемый промежуток времени, т. е. предельно возможная выработка, если бы при максимально возможном напоре и КПД был пропущен через турбины весь сток реки.

$Э_{бр} = Э_р - \Delta Э_{вб}$ — энергия брутто, т. е. предельное количество энергии, которое могло бы поступить на ГЭЦ. $\Delta Э_{вб}$ — потери верхнего бьефа.

$Э_{нт} = Э_{бр} - \Delta Э_д$ — энергия нетто, т. е. количество энергии, поступившей на ГЭЦ. $\Delta Э_д$ — потери энергии для ГЭЦ, создаваемые потерями расхода $\Delta Q_д$ и потерями напора $\Delta H_в$ и $\Delta H_н$, вследствие проводимого регулирования и фактического отклонения режима работы от диспетчерского графика.

$Э_{нс} = Э_{нт} - \Delta Э_{ст}$ — используемая энергия, т. е. выработанная ГЭЦ. $\Delta Э_{ст}$ — потери энергии на ГЭЦ, создаваемые потерями расхода $\Delta Q_{ст}$, напора $\Delta H_{ст}$ и КПД $\Delta\eta_{ст}$, в связи с отклонением работы ГЭЦ от оптимального режима.

Для вычисления перечисленных показателей необходимо установить для ГЭЦ значения следующих величин:

$H^\circ_{нт}$ — напор нетто, предельно возможный по диспетчерскому графику;

$\eta^\circ_{ст}$ — КПД ГЭЦ — оптимальный;

$\eta_{ст}$ — КПД ГЭЦ — фактический.

Предложенная Золотаревым система показателей позволяет достаточно дифференцированно подходить к оценке качества работы ГЭЦ и весьма удобна для сравнения работы ГЭЦ по отдельным сезонам и годам.

Эти показатели могут быть применены также для сравнения работы разных ГЭЦ между собой, хотя в условиях эксплоатационной практики определение значений $H^\circ_{нт}$ и $\eta^\circ_{ст}$ может быть в известной мере условным. Показатели φ, χ и ψ представляют собою по существу КПД трех элементов ГЭЦ: водозабора, деривации и машинного зала. Сводный показатель ε представляет собою полный КПД ГЭЦ. Золотарев дает пример вычисления и значения этих показателей для некоторых гидроэлектростанций [6].

Следует отметить, что показатель φ в нормальных условиях эксплоатации в весьма малой степени отражает качество работы

эксплоатационного персонала ГЭЦ и системы. Показатель χ характеризует главным образом работу диспетчерского персонала, но на него влияет также и эксплоатационный персонал ГЭЦ. Показатель ψ отражает главным образом работу персонала ГЭЦ, но на него влияет также работа диспетчерского управления системы. Таким образом, строгое выделение влияния отдельных факторов эксплоатации в этих показателях не находит отражения. Являясь удобными показателями для укрупненного анализа эффективности работы ГЭЦ, описанные показатели не отвечают полностью требованиям, изложенным выше.

Весьма близким по смыслу к последним двум показателям является предложенный инж. И. М. Соколовым показатель эффективности режима эксплоатации ГЭЦ, так называемый „коэфициент эксплоатации ГЭС" [7]

$$K_{\text{экспл}} = \frac{Э_{\text{ф}}}{Э_{\text{воз}}} \gtrless 1 \qquad 5$$

где: $Э_{\text{ф}}$ — фактическая выработка ГЭЦ;

$Э_{\text{воз}}$ — возможная выработка ГЭЦ.

Для вычисления $Э_{\text{воз}}$ вводятся „нормальные„ потери воды, „нормальные" потери напора и „нормальный" КПД агрегата, устанавливаемые для данной, конкретной ГЭЦ.

Критерием нормального использования сооружений, оборудования и притока воды к гидроэлектростанции должен служить по Соколову показатель $K_{\text{экспл.}} = 1$. Мероприятиями по снижению потерь воды и напоров и повышению КПД гидроагрегатов величина этого показателя может быть повышена, т. е. возможно значение $K_{\text{экспл}} > 1$. При небрежном ведении эксплоатации $K_{\text{экспл}} < 1$.

Инж. Г. Г. Горбунов считает $K_{\text{экспл}}$ наиболее объективным показателем работы гидростанции и предлагает ввести его в форму Э—4—РГ [8].

$K_{\text{экспл}}$ удобен для сравнения работы отдельной ГЭЦ по сезонам или по годам, но он не позволяет охарактеризовать роль, которую играет станция в системе (регулирующая, базисная, пиковая) и объективно сравнить между собою отдельные (разные) ГЭЦ, а также провести сравнение по качеству водно-энергетического режима между гидроэнергосистемами.

Введение „нормальных" H, $Q_{\text{н}}$ η, устанавливаемых для каждой конкретной ГЭЦ, вносит значительную условность, аналогично значению КПД, определяемому в форме Э—4—РГ.

Условия высокоэффективного режима гидроэлектростанции и гидроэнергосистемы. Обоснование рационального энергетического показателя режима

Требованием высокоэффективного режима работы гидроэлектрических станций, работающих в системе, является обеспечение наибольшей полезной выработки системы при пропуске через стан-

ции всей воды в пределах пропускной способности дериваций ГЭЦ и выполнении требований суточного регулирования, требований других водопользователей и т. п. При этом для отдельных ГЭЦ режим может быть и не оптимальным при данном расходе воды, но обеспечивающим более экономичный режим всей гидроэнергосистемы, т. е. наибольшую полезную выработку всей системы (например, при суточном регулировании). Предполагаем, для упрощения, что максимуму выработки системы соответствует максимум полезной выработки.

Условие оптимального режима при заданных параметрах ГЭЦ гидроэнергосистемы и заданной величине стока может быть написано в следующем виде:

$$Э_{сист} = Э_{ст1} + Э_{ст2} + \ldots = \sum_{1}^{n} Э_{ст.п.} = \text{максимум.} \qquad 6$$

Здесь выработка отдельной ГЭЦ на шинах станции выражается формулой:

$$Э_{ст.\,и} = N_{ст} \cdot t = \frac{\gamma Q_{ст} \cdot H_{бр.п.}\, \eta_п \cdot t}{75.1,36.3600} = \frac{W_п \cdot H_{бр.п.} \eta_п}{367} \quad \text{квтч} \qquad 7$$

где: $W_п$ — сток воды в $м^3$, могущий быть использованным на ГЭЦ, т. е. та часть стока реки, которая может поступить в деривацию ГЭЦ (определяется пропускной способностью деривации); $H_{бр.п}$ — напор брутто ГЭЦ полный—расчетный (проектный) в метрах;

$\eta_п = \eta_{расх} \cdot \eta_{нап} \cdot \eta_{турб} \cdot \eta_{ген}$ — полный КПД станции (фактический);

$\eta_{расх}$ — КПД деривации ГЭЦ по расходу (использование расхода);

$\eta_{нап}$ — КПД деривации ГЭЦ и напорных трубопроводов по напору (использование напора);

$\eta_{турб}$ — КПД турбин ГЭЦ;

$\eta_{ген}$—КПД генераторов ГЭЦ;

$\gamma = 100$ $кг/м^3$;

$Q_{ст}$ — расход воды, могущий поступить на ГЭЦ, в $м^3$/сек; t — рассматриваемый промежуток времени в сек.

Для отдельной ГЭЦ выражение 7 может быть написано в следующем виде:

$$q'_{ст} = \frac{W_п \cdot H_{бр.п}}{Э_{ст.и}} = \frac{367}{\eta_п} \qquad 8.$$

При рассмотрении отдельно взятой ГЭЦ, из выражения 8 вытекает, что максимуму выработки станции соответствует максимальное значение КПД $\eta_п$, то есть минимум величины $q'_{ст}$.

Таким образом условие высокоэффективного энергетического режима работы отдельной ГЭЦ (вне увязки с системой) может быть написано в следующем виде:

$$q'_{ст} = \text{минимум.} \qquad 9.$$

Величина $q'_{ст}$ представляет собою отношение подведенной к станции энергии ($W_п.H_{бр.п}$), выраженной в килограммометрах, к по-

лезной энергии, полученной на шинах станции ($Э_{ст}$), выраженной в киловаттчасах, то-есть величина $q'_{ст}$ представляет собою *удельный расход* (безразмерная величина), являющийся величиной, обратной КПД $\left(d = \frac{1}{\eta}\right)$.

Итак, $q'_{ст}$ представляет собою число килограммометров подведенной энергии водотока к станции, приходящихся на один киловаттчас полезной энергии, выработанной станцией на ее шинах.

Для удобства практического использования этого показателя мы полагаем, что все сравниваемые по режиму ГЭЦ имеют напор в один метр, но подведенная энергия водотока и выработанная энергия станцией не меняются. Тогда, очевидно, величина стока, прошедшего через станцию, должна быть увеличена в H раз, то-есть через ГЭЦ должно пройти $W_n \cdot H_{бр.n}$ $м^3$ воды, что при напоре в один метр даст ту же самую энергию водотока. Следовательно, величину $q'_{ст}$ можно трактовать, как условный удельный расход воды брутто станции ($м^3$/квтч), если бы ГЭЦ имела напор один метр и выработала то же количество энергии $Э_{ст.n}$ (квтч), пропустив через себя сток воды $W_n \cdot H_{бр.n}$ ($м^3$). Назовем этот условный удельный расход при приведении станции к одному метру напора *удельным единичным расходом воды гидростанции*.

Полагая в формуле 8 значение $\eta_n = 1$, получим теоретический (идеальный) предел величины удельного единичного расхода воды:

$$q'_{ид} = 367\ м^3/\text{квтч при } 1\ м \text{ напора на станции} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 10$$

Практически достижимое минимальное значение удельного единичного расхода воды в настоящее время может составить в предположении максимальных возможных КПД

$$\eta_{гидротех.} = 0{,}97;\ \eta_{турб} = 0{,}93;\ \eta_{ген} = 0{,}97;$$

$$q'_{мин} = \frac{367}{0{,}97 \cdot 0{,}93 \cdot 0{,}97} = 420\ м^3/\text{квтч при } 1\ м \text{ напора на ГЭЦ} \quad . \quad . \quad 11$$

Для гидроэнергосистемы выражение выработки может быть записано в следующем виде:

$$Э_{сист} = \frac{W_1 H_{бр1} \eta_1}{367} + \frac{W_2 \cdot H_{бр2} \cdot \eta_2}{367} + \cdots = \frac{1}{367} \Sigma_1^n W_n \cdot H_{бр \cdot n} \eta_n \text{ квтч.} \quad 12.$$

Здесь КПД отдельных ГЭЦ (η_n), как правило, различны и не могут быть вынесены за знак суммы.

Результирующий КПД гидроэнергосистемы или *условной станции*, заменяющей все ГЭЦ системы, можно найти как отношение полезной, выработанной энергии всеми ГЭЦ системы, к подведенной энергии водотоков ко всем ГЭЦ, то-есть:

$$\eta_{сист} = \frac{Э_{ст1} + Э_{ст2} + \cdots}{\frac{W_1 H_{бр1}}{367} + \frac{W_2 H_{бр2}}{367} + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n Э_{ст \cdot n}}{\frac{1}{367} \Sigma_1^n W_n H_{бр \cdot n}} =$$

$$= 367 \frac{Э_{сист}}{\Sigma_1^n W_n H_{бр \cdot n}}.$$

Отсюда $Э_{сист} = \frac{\Sigma_1^n W_n \cdot H_{бр \cdot n}}{367} \cdot \eta_{сист}$ квтч. 13,

где $\eta_{сист}$ — результирующий КПД всех станций системы, то-есть использование расхода и напора стока всех рек, в пределах пропускной способности ГЭЦ;

W_n — вся поступившая на станцию вода в $м^3$ за данный промежуток времени, в пределах пропускной способности деривации, за вычетом воды, отпущенной другим водопользователям (например, ирригация). Утечки и сбросы на плотине в размерах, дополняющих фактически поступающий расход в деривацию ГЭЦ до пропускной способности деривации, подлежат учету.

Выражение 13 может быть написано в следующем виде:

$$q_{сист} = \frac{\Sigma_1^n W_n \cdot H_{бр \cdot n}}{Э_{сист}} = \frac{367}{\eta_{сист}} \qquad 14$$

Это выражение аналогично формуле 8 для отдельной гидростанции и может быть названо также *удельным единичным расходом воды гидроэнергосистемы*.

Приводя, как указывалось выше, все ГЭЦ системы к одному метру напора, при неизменной выработке и подведенной энергии, получим, что условный сток, прошедший через все станции системы (или условную станцию, заменяющую все ГЭЦ системы), равен

$$W_{сист} = W_1 H_{бр1} + W_2 H_{бр2} + \cdots = \Sigma^n W_n \cdot H_{бр \cdot n} м^3$$

Таким образом, величину $q_{сист}$ можно трактовать, как условный удельный расход воды в энергосистеме при приведении всех станций системы к одному метру напора (в $м^3$/квтч).

При рассмотрении гидроэнергетической системы в целом из выражения 14 вытекает, что максимуму выработки энергосистемы соответствует максимальное значение результирующего КПД $\eta_{сист}$ всех станций системы, то-есть минимум величины $q_{сист}$.

Условие рационального энергетического режима работы гидроэнергетической системы может быть записано в следующем виде:

$$q_{сист} = \text{минимум} \quad . \; . \; . \; . \; . \; . \; . \; . \quad 15$$

Максимальное значение результирующего КПД всех ГЭЦ системы $\eta_{сист}$ может не соответствовать максимуму КПД η_n отдельных гидростанций (например, при наличии суточного регулирования). Поэтому условие, выражаемое формулой 15, может быть определено

путем сравнения отдельных вариантов режима работы ГЭЦ в энергосистеме (или графическим приемом).

Нами получен показатель водно-энергетического режима гидроэлектрической станции и гидроэнергетической системы при заданных параметрах станции и системы, который полностью характеризует эффективность (экономичность) их режима и позволяет наглядно и объективно сравнивать между собою по экономичности как отдельные ГЭЦ, так и гидроэнергосистемы и может служить удобным нормативом их энергетической эффективности.

Подобно расходу условного топлива на выработанный киловатт-час электроэнергии на теплоэлектростанциях, здесь применен расход *условного стока* на выработанный киловаттчас электроэнергии, т. е. стока, приведенного для всех ГЭЦ к одному метру напора.

Этот показатель эффективности предложен автором на основании анализа опыта эксплоатации гидроэнергосистемы Армянской ССР.

На основе ценных работ Золотарева по анализу показателей работы ГЭЦ, автором выполнен также анализ предложенного показателя.

Вычисление удельного единичного расхода воды весьма просто, сравнение же величин единичных расходов носит наглядный характер, подобно расходу условного топлива на квтч на тепловых ЦЭС.

Соответствующий анализ этого показателя позволит выявлять и нормировать различные виды потерь воды и напора (выработки).

Предложенный энергетический показатель в достаточной мере отвечает требованиям, поставленным выше перед подобным показателем.

Анализ энергобаланса гидростанции

На рис. 1 фиг. 2 и 3 приведен баланс напоров и расходов воды гидроэлектростанции [5].

Баланс напоров может быть записан в следующем виде:

$$H_{бр} = Г_в - Г_н = H_{нс} + \Delta H_{ст} + \Delta H_в + \Delta H_н \ м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 16,$$

где: $Г_в$ и $Г_н$ — горизонты верхнего и нижнего бьефов;

$H_{нс} = H_{нт} - \Delta H_{ст}$ — используемый напор (показания манометров у турбин с учетом скоростного напора);

$H_{нт} = Г_в^0 - Г_н^0$ — напор нетто (с учетом потерь напора в верхнем бьефе в результате сработки водохранилища и сезонных колебаний, а также с учетом подпора в нижнем бьефе;

$\Delta H_{ст}$ — потери напора в сооружениях станции;

$\Delta H_в = Г_в - Г_в^0$ — потери напора в верхнем бьефе;

$\Delta H_н = Г_н^0 - Г_н$ — потери напора в нижнем бьефе.

Баланс расходов (стоков) при установившемся движении будет:

$$Q_р = Q_т + \Delta Q_{ст} + \Delta Q_д + \Delta Q_{вб} \pm Q_в \ м^3/сек. \quad . \quad . \quad . \quad 17,$$

где: $Q_р$ — бытовой сток реки;

$Q_т = Q_{ст} - \Delta Q_{ст}$ — фактический сток через турбины ГЭЦ;

$Q_{ст}$ — фактический сток, поступивший на ГЭЦ;

$\Delta Q_{ст}$ — потери стока в сооружениях и оборудовании ГЭЦ;

$\Delta Q_д$ — потери стока в виде дополнительного сброса от его недоиспользования или неправильного регулирования (диспетчерские потери);

$\Delta Q_{вб}$ — потери верхнего бьефа (фильтрация, сброс и т. д.);

$Q_в$ — расход водохранилища (например, бассейна суточного регулирования).

Удельный единичный расход воды $q'_{ст}$, как интегральный показатель, может быть разложен на составляющие, зависящие от различных факторов:

а) Составляющая удельного единичного расхода от потерь напора брутто (недоиспользование напора).

$$\Delta q'_{ст.нап} = \frac{W_т (H_{бр} - H_{нс})}{Э_{ст}} = \frac{W_т (\Delta H_в + \Delta H_н + \Delta H_{ст})}{Э_{ст}} \quad . \quad . \quad . \quad 18$$

$м^3$/квтч при 1 $м$ напора на ГЭЦ,

где $W_т$ — фактический сток, прошедший через турбины ГЭЦ:

Величина $\frac{W_т}{Э_{ст}} = q_{нет}$ $м^3$/квтч представляет собою фактический удельный расход нетто машинного зала (при фактических напорах); поэтому:

$$\Delta q'_{ст.нап} = q_{нет} (H_{бр} - H_{нс}) = q_{нет} (\Delta H_в + \Delta H_н + \Delta H_{ст}) \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 19$$

$м^3$/квтч при 1 $м$ напора на ГЭЦ.

Для энергосистемы

$$\Delta q'_{сист.нап} = \frac{W_{т1} (H_{бр1} - H_{нс1}) + W_{т2} (H_{бр2} - H_{нс2}) + \cdots}{Э_{ст1} + Э_{ст2} + \cdots} =$$

$$= \frac{\Sigma_1^n W_{т.п} (H_{бр} - H_{нс})_п}{\Sigma_1^n Э_{ст.п}} \; м^3/\text{квтч при 1 } м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 20$$

б) Составляющая удельного единичного расхода от потерь расхода (недоиспользование расхода):

$$\Delta q'_{ст.расх} = \frac{(W_{ст} - W_т) H_{бр}}{Э_{ст}} = \frac{(\Delta W_{соор} + \Delta W_{сброс}) H_{бр}}{Э_{ст}} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 21$$

$м^3$/квтч при 1 $м$,

где

$\Delta W_{соор}$ — полные потери стока в сооружениях и оборудовании ГЭЦ.

$\Delta W_{сброс}$ — диспетчерские потери стока и сбросы из-за простоя оборудования.

Для энергосистемы:

$$\Delta q'_{\text{сист. расх}} = \frac{(W_{ст1} - W_{т1})\,H_{бр1} + (W_{ст2} - W_{т2})\,H_{бр2} + \cdots}{Э_{ст1} + Э_{ст2} + \cdots} =$$

$$= \frac{\Sigma_1^n (W_{ст} - W_{т})_n\, H_{бр.\,n}}{\Sigma_1^n Э_{ст.\,n}} \quad м^3/\text{квтч при } 1\,м. \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 22$$

в) Составляющая удельного единичного расхода, использованная в агрегатах ГЭЦ, может быть представлена в следующем виде:

$$q'_{\text{ст. нет}} = \frac{W_{т} \cdot H_{нс}}{Э_{ст}} = \frac{(W_{ст} - \Delta W_{соор} - \Delta W_{сбрес})\,(H_{бр} - \Delta H_{в} - \Delta H_{н} - \Delta H_{ст})}{Э_{ст}}$$

$$м^3/\text{квтч при } 1\,м. \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 23$$

или $q'_{\text{ст. нет}} = q_{\text{нет}} \cdot H_{нс}$ $м^3$/квтч при 1 $м$ напора на ГЭЦ . . . 24

Для энергосистемы:

$$q'_{\text{сист. нет}} = \frac{W_{т1} \cdot H_{нс1} + W_{т2}\,H_{нс2} + \cdots}{Э_{ст1} + Э_{ст2} + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n W_{т.\,n} \cdot H_{нс.\,n}}{\Sigma_1^n Э_{ст.\,n}} \quad . \quad . \quad 25$$

$м^3$/квтч при 1 $м$.

Таким образом можно составить баланс удельного единичного расхода по главнейшим составляющим:

$$q'_{ст} = q'_{\text{ст. нет}} + \Delta q'_{\text{ст. нап}} + \Delta q'_{\text{ст. расх}} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 26$$

Для энергосистемы

$$q'_{сист} = q'_{\text{сист. нет}} + \Delta q'_{\text{сист. нап}} + \Delta q'_{\text{сист. расх}} \quad . \quad . \quad . \quad 27.$$

Подстановка в выражения 26 и 27 значений q' и $\Delta q'$ подтверждает их справедливость.

Факторы, вляющие на потери воды и напора, дающие в итоге потери выработки (недоиспользование водотока), кроме наличия естественных условий, могут быть разделены на факторы, зависящие от проектировщиков, строителей, персонала районных управлений и от работников самих ГЭЦ. Все эти факторы находят отражение в удельном единичном расходе воды, анализ величины которого позволит выявить ту группу потерь, которая должна быть снижена силами эксплоатации или учтена при проектировании и строительстве других ГЭЦ.

Потери, приводящие к недовыработке, можно разбить на 4 группы:

1. *Непроизводственные потери:* испарение, льдообразование, фильтрация через сооружения, утечки и др.

2. *Производственные потери:* охлаждение генераторов и трансформаторов и технические нужды ГЭЦ; промыв наносов, сброс шуги, льда, мусора и др.

3. *Аварийные и ремонтные потери:* простой оборудования при наличии избыточного расхода воды; снижение КПД агрегатов из-за

простоя необходимых по режиму агрегатов, прокрутка, сушка, испытание агрегатов и др.

4. *Режимные потери*: снижение КПД агрегата из-за невыгодного режима; работа агрегата с недогрузкой или перегрузкой и др.

Все главнейшие виды потерь (недовыработка ГЭЦ) могут быть легко определены обычными замерами, применяемыми при эксплоатации ГЭЦ. Ниже приводится примерная схема определения отдельных видов потерь, применительно главным образом для высоконапорной деривационной гидростанции с безнапорной деривацией и БСР.

Потери напора.

Составляющая удельного единичного расхода от полных потерь напора

$$\Delta q_{ст.нап} = \frac{W_т (H_{бр} - H_{ис})}{Э_{ст}} = \frac{W_т (\Delta H_в + \Delta H_н + \Delta H_{ст})}{Э_{ст}} = q_{нет} (H_{бр} - H_{ис})$$

$W_т$ — определяется в $м^3$ по расходомерам (водомерам) на турбинах за данный промежуток времени (сутки).

$Э_{ст}$ — определяется в квтч по счетчикам на всех генераторах ГЭЦ.

$H_{бр} = Г_в - Г_н$ — известно на станции и вычисляется как разность нормальных (расчетных) горизонтов верхнего и нижнего бьефов.

$H_{ис}$ — определяется по манометрам на гидротурбинах с учетом скоростного напора.

При переменном режиме напоров и нагрузок, например, при суточном регулировании, $H_{ис}$ определяется за сутки как средневзвешенное значение для каждой турбины

$$H_{ис1} = \frac{H_{ис1} \cdot N_1 \cdot t_1 + H_{ис2} \cdot N_2 \cdot t_2 + \cdots}{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n H_{ис.п} \cdot N_п t_п}{\Sigma_1^n N_п t_п} \quad . \quad . \quad . \quad 28.$$

Здесь $H_{ис.п}$ — неизменное значение $H_{ис}$ при нагрузке $N_п$ — продолжительностью $t_п$ часов.

Для гидростанции в целом, $H_{ис.ст}$ за сутки может определяться как средневзвешенное значение $H_{ис}$ отдельных турбин в соответствии с выработкой или средней мощностью агрегатов за сутки.

На рис. 2 фиг. 1 показан баланс напоров гидроэлектростанции для работы канала ГЭЦ в режиме спада кривой свободной поверхности и на фиг. 2 — в режиме подпора.

За отметку нормального расчетного горизонта верхнего бьефа $Г_в$ принят горизонт в напорной камере при установившемся расчетном максимальном расходе воды в деривации $Q_{расх}$ и соответствующей ему нормальной глубине наполнения h_0.

Потери напора в верхнем бьефе представляют собою разность горизонтов верхнего бьефа проектного $Г_{вп}$ и фактического $Г^0_{вп}$ в начале деривации и могут быть разбиты на потери из-за сработки верхнего бьефа или сезонных колебаний в нем и на потери на входе

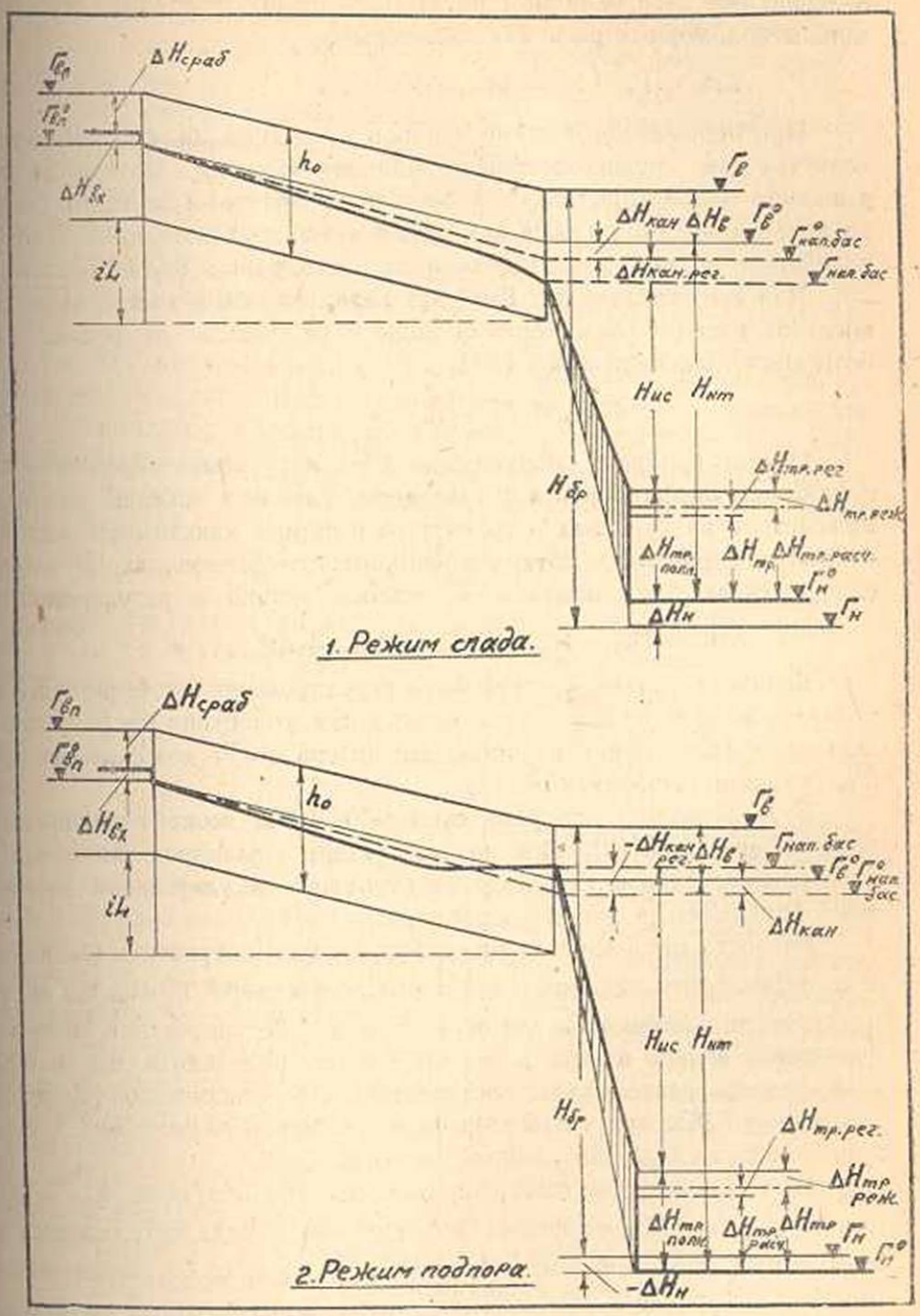

Рис. 2. Баланс напоров гидроэлектростанции при различных режимах работы деривации.

в деривацию. Обе величины могут быть легко определены по показаниям водомерных реек или лимниграфов.

$$\Delta H_в = Г_н - Г^0_в = \Delta H_{сраб} + \Delta H_{вх} \ м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 29$$

При переменном режиме напоров в верхнем бьефе, $\Delta H_в$ определяется как средневзвешенная величина за сутки. Потери напора в нижнем бьефе определяются аналогично потерям верхнего бьефа по показаниям лимниграфа или рейки и представляют собою потери вследствие подпора из-за переменного расхода и по другим причинам.

Для высоконапорных ГЭЦ эта величина обычно мала, мало зависит от расхода воды через станцию и не зависит от режима работы расположенной ниже ГЭЦ.

$$\Delta H_н = Г^0_н - Г_н \quad м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 30.$$

Потери напора в сооружениях ГЭЦ могут быть определены по показаниям лимниграфов в начале деривации и в нижнем бьефе и манометров на турбинах и состоят из потерь в канале (при наличии открытой деривации), потерь в напорных трубопроводах, и потерь напора, связанных с изменением режима станций и регулированием

$$\Delta H_{ст} = H_{нт} - H_{нс} = \Delta H_{кан} + \Delta H_{тр} + \Delta H_{реж} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad 31$$

Величина потерь от суточного регулирования особенно ощутительна в низконапорных установках, когда колебания бьефов значительны по сравнению с напором. Эти потери могут доходить до 3—5% суточной выработки энергии.

В установках с напорами свыше 50—100 *м* потери эти практически очень малы [10]. Для анализа потерь и планирования правильного режима работы ГЭЦ потери суточного регулирования необходимо определять и для высоконапорных ГЭЦ.

Разность показаний лимниграфов в начале деривации (за вычетом нормального падения iL) и в напорной камере ($Г^0_н$-$Г_{нап.\,бас}$) включает потери напора в канале и потери от регулирования, поэтому собственно потери напора в канале можно определить как потери при среднем расходе $Q_{ср}$, соответствующем фактической суточной выработке ГЭЦ, при установившемся режиме и нормальном наполнении канала ($h_{нап}$) для данного значения $Q_{ср}$.

На ГЭЦ должны быть заранее построены кривые $h_{нап} = f(Q)$ или $Г^0_{нап.\,бас} = f(Q)$, ежегодно проверяемые. Тогда потери напора в канале при установившемся движении и расходе $Q_{ср}$ представятся разностью горизонта $Г^0_н$ и горизонта, определяемого по кривой $Г^0_{нап.\,бас} = f(Q)$ для $Q_{ср}$, что и может быть принято за потери напора в канале [11].

$$\Delta H_{кан} = Г^0_н - Г^0_{нап.\,бас} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 32.$$

Увеличение значения потерь напора в канале против предыдущих испытаний (и против расчетного $H_{кан} = i \cdot L$) будет свидетельствовать о повышении коэфициента шероховатости канала в процессе эксплоатации.

Потери напора в канале вследствие регулирования могут быть, следовательно, определены из выражения:

$$\Delta H_{кан.\,рег.} = (\Gamma^{0}_{н} - \Gamma_{нап.\,бас.}) - \Delta H_{кан} = \Gamma^{0}_{нап.\,бас.} - \Gamma_{нап.\,бас} \quad м \quad . \quad . \quad 33,$$

то-есть $\Delta H_{кан.\,рег.}$ представляет собою разность горизонта в напорном бассейне при установившемся движении, расходе $Q_{ср}$ и нормальном наполнении канала $h_{кан}$, и фактическим горизонтом в напорном бассейне.

Так как последний при наличии регулирования колеблется, то нужно взять средневзвешенную величину этой разности горизонтов.

Потери напора в напорном трубопроводе из-за трения и местных сопротивлений могут быть определены по разности отметок горизонтов напорной камеры и нижнего бьефа и показаний манометров на турбинах

$$\Delta H_{тр.\,полн} = (\Gamma_{нап.\,бас} - \Gamma^{0}_{н}) - H_{ис} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 34.$$

При переменных горизонтах, а также напорах на турбинах, разность в скобках и величина $H_{ис}$ могут быть определены как средневзвешенные величины (см. формулу 28), тогда

$$\Delta H_{тр.\,полн} = \frac{\Sigma_1^n (\Gamma_{нап.\,бас} - \Gamma^{0}_{н})_n \cdot N_{ст.\,n} \cdot t_n}{\Sigma_1^n \cdot N_{ст.\,n} \cdot t_n} - \frac{\Sigma_1^n H_{ис.\,n} \cdot N_{ср.\,n}}{\Sigma_1^n N_{ср.\,n}} \quad м \quad . \quad . \quad 35$$

Величина полных потерь напора в трубопроводах станции (формула 34) превышает, как правило, величину потерь в трубопроводах, которая была бы в них при той же суточной выработке, но равномерном графике нагрузки и работе нормально необходимого числа агрегатов. Причиной этому служит наличие дополнительных потерь вследствие переменного режима работы, например, при суточном регулировании, а также от невыгодного распределения нагрузки между агрегатами, от работы агрегатов, питаемых общим трубопроводом при возможности работы агрегатов с индивидуальными трубопроводами и др., то-есть вследствие потерь от регулирования и режимных потерь.

Потери на трение по длине напорного трубопровода пропорциональны квадрату расхода воды (скорости) [11].

На станции должны быть заранее построены кривые потерь или КПД трубопроводов в зависимости от нагрузки турбин (расходов), $\Delta H_{тр} = f(N)$, ежегодно проверяемые.

На основании данных средней нагрузки за сутки, для необходимого числа агрегатов, покрывающих эту нагрузку по кривым, могут быть определены средние потери напора в трубопроводах при равномерной нагрузке $\Delta H_{тр.}$ (станция без суточного регулирования).

Если потери в трубопроводах отдельных агрегатов различны, то определяется средневзвешенное значение $\Delta H_{тр}$.

Потери на трение в напорных трубопроводах необходимо получающиеся при осуществлении станцией суточного регулирования, могут быть определены по этим же кривым для фактических нагрузок станции (по графику) в течение суток при благоприятном числе работающих агрегатов и распределении нагрузок между ними.

Определяется средневзвешенное значение этих потерь для агрегатов $\Delta H_{тр.\ расч.\ агр}$ и для станции в целом $\Delta H_{тр.\ расч.\ ст.}$

Дополнительные потери напора в трубопроводах за счет суточного регулирования будут

$$\Delta H_{тр.\ рег} = \Delta H_{тр.\ расч} - \Delta H_{тр} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad 36.$$

Дополнительные потери напора в трубопроводах вследствие неблагоприятного режима работы агрегатов, распределения нагрузок и др. будут

$$\Delta H_{тр.\ реж} = \Delta H_{тр.\ полн} - \Delta H_{тр.\ рег} - \Delta H_{тр} = \Delta H_{тр.\ полн} - \Delta H_{тр.\ расч} \quad м \quad 37.$$

Полные потери напора в сооружениях из-за наличия регулирования будут:*

$$\Delta H_{рег} = \Delta H_{кан.\ рег} + \Delta H_{тр.\ рег} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 38.$$

Потери напора в трубопроводах вследствие неблагоприятного режима работы агрегатов могут быть определены из следующего выражения:

$$\Delta H_{тр.\ реж} = \Delta H_{ст} - (\Delta H_{кан} + \Delta H_{тр} + \Delta H_{рег}) \quad м \quad . \quad . \quad . \quad 37а$$

Для целей текущего контроля эксплоатации достаточно определять суммарно потери напора в сооружениях, связанные с изменением режима станции и регулированием по формуле:

$$\Delta H_{реж} = \Delta H_{ст} - \Delta H_{кан} - \Delta H_{тр} \quad м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 39$$

Определив потери напора по различным причинам, на основании формул 18 и 19 можем вычислить элементы составляющей удельного единичного расхода ГЭЦ от полных потерь напора.

$$\left.\begin{aligned} \Delta q'_{н.\ на} &= q_{нет} \cdot \Delta H_{н} \\ \Delta q'_{н.\ нап} &= q_{нет} \cdot \Delta H \\ \Delta q'_{кан.\ нап} &= q_{нет} \cdot \Delta H_{кан} \\ \Delta q'_{тр.\ нап} &= q_{нет} \cdot \Delta H_{тр} \\ \Delta q'_{рег.\ нап} &= q_{нет} \cdot \Delta H_{рег} \\ \Delta q'_{реж.\ нап} &= q_{нет} \cdot \Delta H_{реж} \end{aligned}\right\} \quad м^3/квтч \text{ при приведении станции к 1 } м \text{ напора} — 40$$

* При наличии заметных колебаний горизонтов верхнего бьефа плотины и нижнего бьефа станции вследствие регулирования, потери напора, получающиеся, при этом, должны быть учтены в формуле 38 добавочным членом.

Следовательно

$$\Delta q'_{ст.\,нап} = \Delta q'_{н.\,нап} + \Delta q'_{н.\,нап} + \Delta q'_{кан.\,нап} + \Delta q'_{тр.\,нап} + \Delta q'_{рег.\,нап} + \Delta q'_{реж.\,нап} \quad 41.$$

Потери расхода:

Составляющая удельного единичного расхода от полных потерь расхода (формула 21):

$$\Delta q'_{ст.\,расх} = \frac{(W_{ст} - W_т)\,H_{бр}}{Э_{ст}} = \frac{(\Delta W_{сооп} + \Delta W_{сброс})\,H_{бр}}{Э_{ст}} \; м^3/квтч \text{ при } 1 \; м$$

напора.

$W_{ст}$ определяется в $м^3$ по показаниям лимнографов или реек в тарированном створе начала деривационного канала.

Если в деривацию поступает расход воды меньший ее пропускной способности, а в верхнем бьефе имеются утечки или слив, то последние учитываются в величине $W_{ст}$ в размерах, дополняющих поступающий расход до пропускной способности деривации. В том случае, когда для работы ГЭЦ производятся специальные попуски из расположенного выше водохранилища, то весь сливаемый сток попусков должен быть учтен в $W_{ст}$. Из величины $W_{ст}$ должно быть исключено количество воды, отбираемое из деривации другими водопользователями (ирригация, водоснабжение).

$W_т$ определяется в $м^3$ по расходомерам (водомерам) на турбинах за рассматриваемый промежуток времени.

$H_{бр}$ и $Э_{ст}$ определяются, как указывалось раньше.

Потери стока в сооружениях могут быть разложены на 4 элемента:

$$\Delta W_{соор} = \Delta W_{пром} + \Delta W_{фил} + \Delta W_{тех} + \Delta W_{ут} \quad м^3 \quad . \quad . \quad . \quad 42,$$

где: $\Delta W_{пром}$ включает расход воды на промыв отстойного бассейна от наносов, сброс шуги, льда, мусора, расход воды при манипуляциях с затворами против замерзания; учет воды производится по продолжительности работы тарированного водослива или щитового отверстия;

$\Delta W_{фил}$ включает расход воды на фильтрацию в канале, напорной камере, бассейне суточного регулирования, отстойнике и др. Величина $\Delta W_{фил}$ зависит от рода грунта, типа и состояния облицовки сооружений, глубины наполнения, скорости воды в канале, температуры, размеров сооружений и может быть вычислена достаточно точно для рассматриваемого сезона и режима* [12].

$\Delta W_{тех}$ включает расход воды, забираемой из деривации на технические нужды станции, могущий быть легко и достаточно точно определен простыми замерами;

---

* Здесь не рассматривается режим потерь в водохранилище, а также в верхнем бьефе плотины на фильтрацию через плотину, на испарение и т. д.

$\Delta W_{ут}$ включает расход воды на утечки через уплотнения в щитах и затворах гидротехнических сооружений, в затворах на стоящих агрегатах. Утечки часто можно определить непосредственным замером. Если же их измерить не удается, то можно определить по разности:

$$\Delta W_{ут} = (\Delta W_{ст} - W_{т}) - (\Delta W_{пром} + \Delta W_{фил} + \Delta W_{тех} + \Delta W_{сброс}) \quad м^3 \qquad 43.$$

Для целей текущего контроля эксплоатации достаточно определять суммарно потери стока на фильтрацию и утечки по формуле, вытекающей из выражения 43.

$$\Delta W_{ут.\ и\ фил} = (W_{ст} - W_{т}) - (\Delta W_{пром} + \Delta W_{тех} + \Delta W_{сброс}) \quad м^3$$

Потери стока вследствие прямых сбросов на станции могут быть разложены на 3 элемента. Определяются эти потери по продолжительности работы терированного водослива.

$$\Delta W_{сброс} = \Delta W_{д} + \Delta W_{ав} + \Delta W_{рем} \quad м^3 \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \qquad 44,$$

где: $\Delta W_{д}$ включает сбрасываемую воду вследствие непринятия нагрузки потребителями (нагрузка ниже планового графика) или из-за неправильного режима работы БСР при суточном регулировании;

$\Delta W_{ав}$ включает сброс воды вследствие снижения нагрузки на ГЭЦ из-за аварии;

$\Delta W_{рем}$ включает сброс воды из-за ограничения рабочей мощности ГЭЦ (по машинам) вследствие нахождения оборудования в ремонте, при мощности по воде, превышающей рабочую мощность. Сюда же должен быть включен расход воды, идущий при сушке, балансировке и испытании агрегатов.

Разделение величины $\Delta W_{сброс}$ на составляющие не представляет затруднений.

Определив потери расхода (стока) по различным причинам, на основании формулы 21 можем вычислить элементы составляющей удельного единичного расхода ГЭЦ от полных потерь расхода.

$$\left.\begin{aligned} \Delta q'_{пром} &= \Delta W_{пром} \frac{H_{бр}}{Э_{ст}} \\ \Delta q'_{фил} &= \Delta W_{фил} \frac{H_{бр}}{Э_{ст}} \\ \Delta q'_{тех} &= \Delta W_{тех} \frac{H_{бр}}{Э_{ст}} \\ \Delta q'_{ут} &= \Delta W_{ут} \frac{H_{бр}}{Э_{ст}} \\ \Delta q'_{сброс} &= \Delta W_{сброс} \frac{H_{бр}}{Э_{ст}} \end{aligned}\right\} \quad м^3/квтч \text{ при приведении ГЭЦ к 1 } м \text{ напора} \quad . \quad . \quad . \qquad 45$$

Следовательно

$$\Delta q'_{ст.\ расх} = \Delta q'_{пром} + \Delta q'_{фил} + \Delta q'_{ут} + \Delta q'_{те} + \Delta q'_{сброс} \quad . \quad . \quad 46.$$

Анализ составляющей удельного единичного расхода, использованной в агрегатах станции

Формулу 23 для удельного единичного расхода нетто станции можно представить в следующем виде:

$$q_{ст.\ нет} = \frac{W_т \cdot H_{нс}}{Э_{ст}} = 367 + \Delta q'_т + \Delta q'_г \ м^3/квтч \text{ при } 1\ м \quad . \quad . \quad 47,$$

где $\Delta q'_т$ — составляющая удельного единичного расхода от потерь в турбине,

$\Delta q'_г$ — составляющая удельного единичного расхода от потерь в генераторе.

С другой стороны, из выражения 8 следует:

$$q'_{ст.} = \frac{367}{\eta_т \cdot \eta_г} \ м^3/квтч \text{ при } 1\ м \text{ напора на ГЭЦ} \quad . \quad . \quad . \quad 48$$

где: $\eta_т$ — фактический КПД турбины,

$\eta_г$ — фактический КПД генератора.

Отношение потерь в турбине к потерям в генераторе будет равно

$$\frac{\Delta q'_т}{\Delta q'_г} = \frac{1 - \eta_т}{1 - \eta_г} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 49$$

Решая совместно уравнения 47 и 49, найдем выражения для вычисления составляющих потерь в турбине и генераторах

$$\Delta q'_г = \frac{(q'_{ст.\ нет} - 367)\ (1 - \eta_г)}{2 - \eta_г - \eta_т} \ м^3/квтч \text{ при } 1\ м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 50$$

$$\Delta q'_т = \frac{(q'_{ст.\ нет} - 367)(1 - \eta_т)}{2 - \eta_г - \eta_т} \ м^3/\ квтч \text{ при } 1\ м \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 51.$$

На гидростанции должны быть заранее построены кривые зависимости КПД генераторов от нагрузки и $\cos\varphi$ $\eta_г = f_1(N, \cos\varphi)$ и кривые зависимости КПД турбин от нагрузки при различных напорах $\eta_т = f_2(N, H)$.

По фактическим нагрузкам агрегатов и $\cos\varphi$, пользуясь указанными выше кривыми, можно определить значение средневзвешенного КПД генератора:

$$\eta_г = \frac{\eta_1 N_1 t_1 + \eta_2 N_2 t_2 + \cdots}{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n \eta_n \cdot N_n \cdot t_n}{\Sigma_1^n N_n \cdot t_n} \quad . \quad . \quad . \quad 52,$$

где η_n — КПД генератора при неизменной нагрузке N_n и $\cos\varphi$ в продолжении t_n часов.

КПД генераторов станции в целом будет равен

$$\eta_{г.\,ст} = \frac{\eta_{г1} \cdot N_{ср1} + \eta_{г2} \cdot N_{ср2} + \cdots}{N_{ср1} + N_{ср2} + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n \eta_{г.\,n} \cdot N_{ср.\,n}}{\Sigma_1^n N_{ср.\,n}} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 53,$$

где: $\eta_{г.\,n}$ — средневзвешенный КПД генератора, работавшего со среднесуточной нагрузкой $N_{ср.\,n}$

Вычислив значение $\eta_{г.\,ст}$, вообще мало изменяющееся при изменении режима работы ГЭЦ, определяем по формуле 48 фактический КПД турбин

$$\eta_{т.\,ст} = \frac{367}{q_{ст.\,нет} \cdot \eta_{г.\,ст}}$$

Пользуясь формулами 50 и 51, находим составляющие потерь $\Delta q_г'$ и $\Delta q_т'$. Для определения дополнительных потерь в агрегатах вследствие неблагоприятного режима работы, например, из-за недогрузки или нерационального распределения нагрузки между агрегатами, можно применить следующий прием: по кривым $\eta_г = f_1(N, \cos\varphi)$ и $\eta_т = f_2(N, H)$ вычисляются средневзвешенные значения КПД генераторов $\eta_г^0$ и турбин $\eta_т^0$ с учетом нормального (экономичного) покрытия фактического графика нагрузки ГЭЦ и затем, по формулам 48, 50 и 51 определяется возможный удельный единичный расход нетто и его составляющие

$$q_{ст.\,нет}^{0'} = \frac{367}{\eta_г^0 \cdot \eta_т^0}; \quad \Delta q_т^{0'} \text{ и } \Delta q_г^{0'}.$$

Дополнительные потери в генераторе и турбине по сравнению с возможными потерями при рациональном режиме работы будут равны

$$\Delta q_т' - \Delta q_т^{0'} \text{ и } \Delta q_г' - \Delta q_г^{0'}$$

Дополнительные потери в агрегате в целом из-за неблагоприятного режима будут равны:

$$\Delta q_{реж.\,агр}' = q_{ст.\,нет}' - q_{ст.\,нет}^{0'} \; м^3/квтч \text{ при } 1\ м \text{ напора на ГЭЦ} \quad . \quad 54$$

Итак, удельный единичный расход воды на станции может быть представлен состоящим из суммы составляющих потерь в элементах сооружений и оборудования, что позволяет выявлять источники и размер потерь выработки, подлежащие устранению.

$$q_{ст}' = 367 + \Delta q_{ст.\,вап}' + \Delta q_{ст.\,расх}' + \Delta q_{ст.\,т}' + \Delta q_{ст.\,г}' \; м^3/квтч \text{ при } 1\ м \text{ напора.} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 55$$

Если при вычислении удельного расхода воды на ГЭЦ подведенную и полезную энергию выразить в одних и тех же единицах—

киловаттчасах или килограммометрах, то выражение для удельного единичного расхода примет следующий вид:

$$q''_{ст} = \frac{q'_{ст}}{367} = \frac{W_п \cdot H_{бр}}{367 \cdot Э_{ст}} = \frac{1}{\eta_{ст}} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 56$$

$$q''_{сист} = \frac{q'_{сист}}{367} = \frac{\Sigma_1^n W_п \cdot H_{бр.\,п}}{367 \cdot \Sigma_1^n Э_{ст.\,п}} \quad . \quad . \quad . \quad 57$$

Структура выражения q'' позволяет также трактовать q'' как условный удельный расход (в $м^3$/квтч) при приведении станций к одному метру напора, но уменьшенный в 367 раз.

Применяя в качестве показателя эффективности величину q'', при анализе ее мы будем оперировать с дробными значениями потерь и формула 55 примет следующий вид:

$$q''_{ст} = 1 + \Delta q''_{ст.\,нап} + \Delta q''_{ст.\,расх} + \Delta q''_{ст.\,т} + \Delta q''_{ст.\,г.} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 58.$$

Анализ удельного единичного расхода для гидроэнергосистемы

Приведенный выше анализ удельного единичного расхода воды на станции, при кажущейся его сложности, просто и легко осуществим. Подобный анализ необходим для выявления дефектных узлов на ГЭЦ, являющихся источником потерь выработки. Полный анализ показателя нет нужды производить ежесуточно, но он обязателен для характерных режимов (сезонов). Для полного анализа достаточно взять характерные сутки. Анализ же по укрупненным составляющим (например уравнение 55) с выделением сбросов, чрезвычайно прост, но очень важен для текущего контроля режима работы ГЭЦ, поощрения персонала и др.

Имея составляющие удельного единичного расхода по гидростанциям системы, согласно таблице 1, можем вывести составляющие для удельного единичного расхода гидроэнергосистемы (см. табл. 1).

Отдельные составляющие единичного расхода для энергосистемы, не указанные в таблице 1, могут быть вычислены по следующей формуле:

$$\Delta q'_{сист.\,к} = \frac{\Delta q'_{ст1к} \cdot Э_{ст1} + \Delta q'_{ст2к} \cdot Э_{ст2} + \cdots}{Э_{ст1} + Э_{ст2} + \cdots} = \frac{\Sigma_1^n \Delta q'_{ст.\,п.\,к} \cdot Э_{ст.\,п}}{\Sigma_1^n Э_{ст.\,п}} \quad 59,$$

где: $\Delta q'_{ст.\,п.\,к}$ — составляющая удельного единичного расхода станции от вида потерь—К,

$Э_{ст.\,п}$ — выработка станции п за рассматриваемый промежуток времени (сутки).

Принципы нормирования энергетического показателя режима для гидростанций и гидроэнергосистем

Анализ водного баланса гидростанций и гидроэнергосистем позволяет установить объективные нормы эффективности использования водотока на ГЭЦ, имеющих различное назначение в энергосистеме (регулирующие, базисные и др.), а также имеющих различный состав и тип сооружений и оборудования. Использование для этой цели удельного единичного расхода воды наиболее удобно.

Таблица №1.

Составляющие удельного единичного расхода воды для ГЭЦ и гидроэнергосистемы

№№ п.п.	ГЭЦ №1	—	ГЭЦ №n	Энергосистема	Исходные данные	№№ формул
1.	$q'_{ст1}$	...	$q'_{ст.n}$	$q'_{сист}$	W_n; $H_{бр.n}$; $\mathcal{Э}_{ст.n}$	8 и 14
2.	$\Delta q'_{ст1.нап}$	...	$\Delta q'_{ст.n.нап.}$	$\Delta q'_{сист.нап.}$	$W_{н.n}$; $H_{ис.n}$	18 и 20
	$\Delta q'_{В1}$	...	$\Delta q'_{Вn}$		$\Delta H_В$	40
	$\Delta q'_{N1}$	...	$\Delta q'_{Nn}$		ΔH_N	
	$\Delta q'_{кан.1}$	...	$\Delta q'_{кан.n}$		$\Delta H_{кан}; h_{кан} = f(Q)$	
	$\Delta q'_{тр.1}$	...	$\Delta q'_{тр.n}$		$\Delta H_{тр.}; \eta_{тр} = f(N)$.	
	$\Delta q'_{рек.1}$	...	$\Delta q'_{рек.n}$		$\Delta H_{ст}$	
3.	$\Delta q'_{ст.расх}$	...	$\Delta q'_{ст.n.расх}$	$\Delta q'_{сист.расх}$	—	21 и 22
	$\Delta q'_{прем.1}$	...	$\Delta q'_{прем.n}$		$\Delta W_{прем.n}$	45
	$\Delta q'_{тех.1}$	...	$\Delta q'_{тех.n}$		$\Delta W_{тех.n}$	
	$\Delta q'_{сброс.1}$	...	$\Delta q'_{сброс.n}$		$\Delta W_{сброс.n}$	
	$\Delta q'_{ст.инф.1}$	...	$\Delta q'_{ст.инф.n}$		определ. по разности	
4.	$q'_{ст1.нт}$	...	$q'_{ст.n.нт}$	$q'_{сист.нт}$	—	23 и 25
	$\Delta q'_{ген.1}$	...	$\Delta q'_{ген.n}$		$\eta_{ген}; \eta_2 = f(N, \cos\varphi)$.	50
	$\Delta q'_{трубС1}$	...	$\Delta q'_{трубС.n}$		—	51
	$\Delta q'_{рек.агр.1}$	...	$\Delta q'_{рек.агр.n}$		$\eta_2^0; \eta_m^0; \eta_m = f(N, H)$.	54 *)

*) Дополнительный показатель, характеризующий отклонение от благоприятных режимов работы агрегатов.

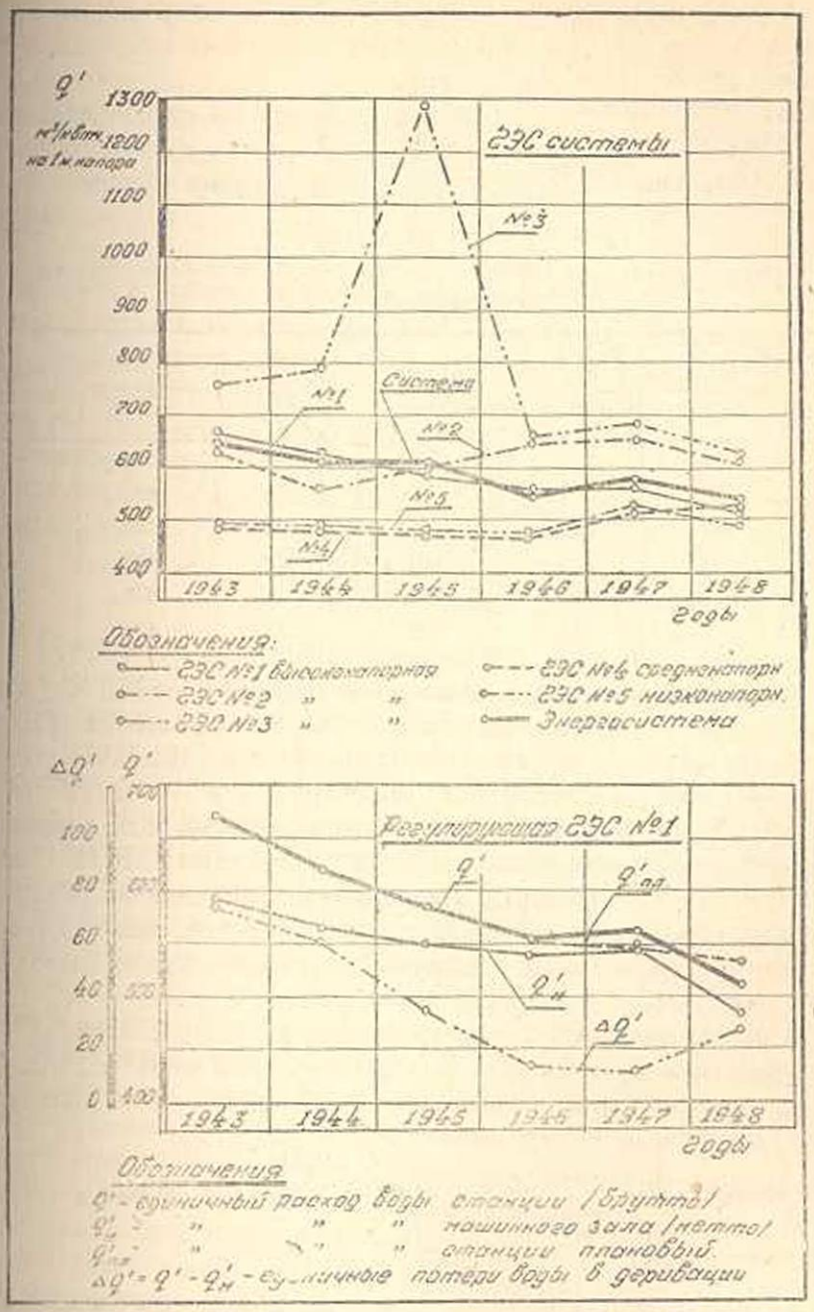

Рис. 3. Показатели водно-энергетического режима гидростанций системы Арменэнерго.

В виде иллюстрации в таблице 2 и рис. 3 приведены среднегодовые удельные единичные расходы воды по гидростанциям Армянской энергетической системы, а также единичные расходы энергосистемы в целом за шесть лет [13].

ГЭЦ № 1 является основной регулирующей гидростанцией системы. ГЭЦ № 2 имеет небольшие возможности суточного регулирования. Остальные ГЭЦ работают в базе графика нагрузки.

Таблица

Удельные единичные расходы воды гидростанций и энергосистемы Армянской ССР

Годы	ГЭЦ № 1 высоконапорная	ГЭЦ № 2 высоконапорная	ГЭЦ № 3 высоконапорная	ГЭЦ № 4 среднепапорная	ГЭЦ № 5 низконапорная	Вся энергосистема
1943	671	628	758	490	492	647
1944	628	562	790	490	492	618
1945	586	606	1295	478	482	609
1946	555	652	661	479	480	552
1947	563	656	688	516	528	576
1948	512	613	625	514	498	532

Увеличение удельного единичного расхода по ГЭЦ № 2 в 1946 и 1947 гг. связано с вынужденным, по условиям ремонтов гидросооружений, режимом и не является характерным. Высокие значения уд. ед. расходов по ГЭЦ № 3 и увеличение их в 1944 и 1948 гг. по ГЭЦ № 4 и № 5 связаны со значительными потерями воды в деривации по причине ненадлежащего состояния последней, а по ГЭЦ № 3, кроме того, из-за интенсивной шуги. Планомерное снижение величины уд. ед. расходов по ГЭЦ № 1, ГЭЦ № 2 и энергосистеме, является результатом работы, проводимой в системе по рационализации водно-силового режима [14].

На основании анализа фактических уд. ед. расходов по ГЭЦ можно наметить пределы для среднегодовых значений уд. ед. расходов в зависимости от назначения ГЭЦ в системе и характеристик ее оборудования.

Базисные ГЭЦ	470—520 $м^3$/квтч при 1 $м$ напора	
Регулирующие ГЭЦ	480—560	„ „
Пиковые ГЭЦ	520—600	„ „

Указанные величины уд. ед. расходов применимы главным образом для высоконапорных ГЭЦ средней и большей мощности.

Уточнение этих значений уд. ед. расходов должно быть произведено на основании анализа составляющих единичного расхода (таблица 1) для различных ГЭЦ.

Потери воды на некоторых гидростанциях достигают весьма внушительных размеров [15]. Величина потерь на утечки через

уплотнения механизмов и оборудования сооружений на некоторых ГЭЦ достигает 18% годового стока воды. Расход воды на сброс шуги, льда, мусора, промыв и удаление наносов доходит иногда до 28% от годового стока. Потери расхода воды, связанные с режимом работы ГЭЦ в системе, происходящие часто по вине диспетчера или из-за отсутствия нагрузки, достигают в некоторых случаях до 15—20% от годового стока. При работе агрегатов с недогрузкой (работа одним лишним агрегатом) потери энергии могут составить 2—3% суточной выработки ГЭЦ.

Удельный единичный расход воды учитывает все потери выработки и позволяет выявлять их, и поэтому является действительным энергетическим показателем эффективности использования воды на ГЭЦ и в гидроэнергосистеме. Он позволяет объективно сравнивать работу как отдельных ГЭЦ, так и гидроэнергосистем, выявлять и нормировать различные виды потерь воды и напора.

Для оценки эффективности эксплоатации ГЭЦ этот показатель должен служить одним из основных нормативов.

Выводы

1. Применение „удельного единичного расхода" воды, как показателя и метода анализа его, позволяет объективно сравнивать по эффективности работы отдельные гидростанции и гидроэнергосистемы.

2. Предлагаемый метод анализа водобаланса (энергобаланса) гидростанции на основе применения „удельного единичного расхода" воды легко осуществим, соответствует современным требованиям культуры эксплоатации гидростанций и позволяет выявить источники всех основных составляющих потерь выработки.

3. Возможно объективное нормирование показателя эффективности работы гидростанций на основании проведения предложенного анализа водобаланса для гидростанций различных типов, состава сооружений и назначения в энергосистеме.

4. Проведение контрольных анализов водобаланса по укрупненным составляющим потерь на действующих гидростанциях должно дать существенный эффект в отношении улучшения водно-энергетического режима гидростанции, повышения выработки энергии, стимулирования работы эксплоатационного персонала.

5. Возможность использования предложенного показателя эффективности гидростанции при проектировании и строительстве ГЭС может быть установлена после дополнительной проработки.

Водно-Энергетический Институт
Академии Наук Армянской ССР

Поступило 24 IV 1949.

ЛИТЕРАТУРА

1. *В. С. Баумгарт.*—Опыт эксплоатации ГЭС. Тр. 2-го Всесоюз. совещ. по эксплоатации гидростанций. 1946, стр. 63.
2. *В. В. Болотов.*—Теоретические основы выбора экономичного режима сложной электроэнергетической системы. 1947, стр. 14.
3. Правила технической эксплоатации электрических станций и сетей. МЭС СССР 1943, стр. 146.
4. Инструкция по составлению „отчета гидроэлектростанции о выполнении плана по производству" (форма Э—1—РГ), 1944, стр. 7.
5. *Т. Л. Золотарев.*—Планирование эксплоатации гидроэлектрических станций. Гидро-тех. стр-во, № 2. 1941, стр. 11.
6. *Т. Л. Золотарев.*—Гидроэлектроцентраль в электроэнергетической системе. 1939, стр. 78.
7. *И. М. Соколов.*—Измерение, учет и нормирование потерь воды и напоров. Тр. 2-го Всесоюз. совещ. по эксплоатации гидроэл. станций, 1946, стр. 35.
8. *Г. Г. Горбунов.*—Эффективность работы ГЭС, планирование и учет их эксплоатации. Тр. 2-го Всесоюз. совещ. по эксплоатации гидроэл. станций. 1946, стр. 20.
9. *А. К. Дарманчев.*—Показатели и графики нагрузки энергет. систем. 1935, стр. 181.
10. *А. А. Морозов.*—Использование водной энергии, 1948, стр. 136.
11. *И. В. Егиазаров.*—Гидроэл. силовые установки, ч. III. 1937, стр. 57 и 168.
12. *А. А. Королев* и *С. С. Ганко.*—Открытые подводящие каналы гидростанций, 1937, стр. 125.
13. *В. П. Мартынов.*—Универсальный показатель водноэнергет. режима гидроэл. станции и гидроэнергосистемы. ДАН Арм. ССР, IX, № 1, 1948.
14. *В. П. Мартынов.*—К вопросу суточного регулирования в Армянской энергет. системе. Изв. АН Арм. ССР, № 9, стр. 50, 1947.
15. *Д. О. Сейфулла.*—Повышение эффективности работы ГЭС. Тр. 2-го Всесоюз. совещ. по эксплоатации гидростанций, 1946, стр. 38.

Վ. Պ. Մարտինով

ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ՑՈՒՑԱՆԻՇ՝ ՀԻԴՐՈԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ԿԱՅԱՆԻ ԵՎ ՀԻԴՐՈՍԻՍՏԵՄԻ ՋՐԱ-ՈՒԺԱՅԻՆ ՌԵԺԻՄԻ ԱՐԴՅՈՒՆԱՎԵՏՈՒԹՅԱՆ ԱՆԱԼԻԶԻ ՀԱՄԱՐ

ԱՄՓՈՓՈՒՄ

Հիդրոկայաններում զանազան պատճառներով տեղի ունի ջրի զգալի վերածախս, որը պետք է գնահատվի այնպես, ինչպես վառելանյութի վերածախսը ջերմային էլեկտրակայաններում և պետք է արտացոլվի կայանի աշխատանքի արդյունավետության ցուցանիշներում։

Գոյություն ունեցող էներգետիկ ցուցանիշները լրիվ չեն արտահայտում զանազան հիդրոէներգոցենտրալների ջրհոսքի արդյունավետ օգտագործման, էներգոբալանսի անալիզի և արտադրանքի կորուստի աղբյուրների հայտնաբերման, նրանց արդյունավետ աշխատանքի չափավորման համար իրար հետ համեմատելու և բնորոշելու պահանջները։ Նույնը վերաբերում է նաև հիդրոէներգոսիստեմների էներգետիկ ցուցանիշներին ամբողջությամբ վերցված։

Հեղինակն առաջարկել է ռեժիմի ռացիոնալ էներգետիկ ցուցանիշ, որը բավարար կերպով է ապահովում վերը բերված պահանջներին: Առանձին հիդրոկայանի համար այդ ցուցանիշը կոչվում է հիդրոկայանի ջրի տեսակարար եղակի ծախս և արտահայտվում է հետևյալ բանաձևով.

$$q'_{ст} = \frac{W_п H_{бр.п}}{Э_{ст.п}} = \frac{367}{\eta_п} \text{ մ}^3 \text{ /կվտժ կայանում 1 մ ճնշման դեպքում,}$$

որտեղ՝ $W_п$ — ջրի հոսքն է խորանարդ մետրերով, որը կարելի է օգտագործել հիդրոէներգոցենտրալում, ջրառաքի թողունակության սահմաններում,

$H_{бр.п}$ — հիդրոէներգոցենտրալի լրիվ հաշվային բրուտտո ճնշումն է մետրերով,

$Э_{ст.п}$ — հիդրոէներգոցենտրալի շինների վրա կայանի արտադրանքն է կիլովատ ժամերով,

$\eta_п$ — կայանի օգտակար գործունեության լրիվ գործակիցն է՝ փաստական,

$q'_{ст}$ — տեսակարար ծախսը, այսինքն հիդրոէներգոցենտրալին տարված էներգիայի (կգրմ) հարաբերությունը հիդրոցենտրալի շինների վրա առացված օգտակար էներգիային (կվտժ):

Թեև $q'_{ст}$ չափում չունեցող թիվ է, բայց գործնականում նրա օգտագործման հարմարության համար այն կարելի է դիտել որպես բրուտտո ջրի պայմանական տեսակարար ծախս (մ³ կվտժ), եթե հիդրոէներգոցենտրալն ունենար մեկ մետր ճնշում և արտադրեր նույն քանակի էներգիա $Э_{ст.п}$, իր միջով բաց թողնելով $W_п \cdot H_{бр.п}$ մ³ ջրի հոսք:

Գործնականորեն մատչելի q'-ի մինիմալ արժեքը հիդրոտարբերակների, ջրանիվների և գեներատորների օգտակար գործունեության հնարավոր մաքսիմալ գործակցի սահմաններում կլինի՝ $q_{min} = 420$ մ³ կվտժ մեկ մետր ճնշման դեպքում: Հիդրոէներգոսիստեմի համար ամբողջությամբ վերցրած դուրս է բերված նույնպիսի ցուցանիշ՝ հիդրոէներգոսիստեմի տեսակարար եղակի ջրի ծախս:

$$q'_{сист} = \frac{\sum_1^n W_п \cdot H_{бр.п}}{\sum_1^n Э_{ст.п}} \text{ մ}^3 \text{/կվտժ հիդրոէներգոցենտրալում 1 մ ճնշման դեպքում:}$$

Այստեղ համարիչում ունենք պայմանական հոսք, որը պիտի անցնի սիստեմի բոլոր կայանների միջով, եթե նրանք բոլորը բերվեն մեկ մետր ճնշման: Հայտարարում արված է բոլոր հիդրոէներգոցենտրալների արտադրանքը:

Տեսակարար եղակի ջրի ծախսի օգնությամբ կարելի է հարմար կերպով կատարել հիդրոկայանի էներգոբալանսի անալիզը:

Հիդրոէներգոցենտրալի շահագործման մեջ կիրառվող ասվորական չափումների միջոցով q' մեծությունն ինչպես հիդրոէներգոցենտրալի, այնպես էլ հիդրոէներգոսիստեմի համար կարելի է բաժանել բաղկացուցիչ մասերի: Դա թույլ է տալիս հեշտ կերպով հայտնաբերել արտադրանքի կորուստների աղբյուրները և ձեռք առնել նրանց վերացման միջոցները:

Հիդրոէներգոցենտրալում (դյնամոմետրային բարձր ճնշման) տեսակարար եղակի ծախսի անալիզի հիման վրա կարելի է նշել $Q'_{ст}$ տարեկան միջին արժեքների համար սահմաններ, որոնք կախված կլինեն սխեմայում հիդրոէներգոցենտրալի նշանակությունից և նրա սարքավորման բնույթից։

Հիմնական հիդրոէներգոցենտրալներ	470—520	մ³/կվտժ 1 մ	
		ճնշման դեպքում,	
կարգավորիչ հիդրոէլեկտրակայաններ	480—560	»	»
սկիզբային հիդրոէներգոցենտրալներ	520—600	»	»

Տեսակարար եղակի ծախսերի այդ արժեքների ճշտումը պետք է կատարել այն հիդրոէներգոցենտրալների $Q'_{ст}$ բազկացուցիչների անալիզի հիման վրա, որոնք էներգասիստեմում ունեն տարբեր սարքավորում և նշանակում, հաշվի առնելով աշխատանքը տարբեր տարբեր շրջաններում (եղանակներին) և այն փոփոխությունները, որոնք տեղի ունեն շահագործման պրոցեսում։