ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

В. П. Мартынов

**Универсальный показатель водно-энергетического режима
гидроэлектрической станции и гидроэнергосистемы**

(Представлено И. В. Егиазаровым 19 III 1948)

К концу четвертой пятилетки участие гидроэлектрических станций в электробалансе Союза значительно возрастет и достигнет 14%. Уровень же водноэнергетического хозяйства ГЭС и эффективность использования водных ресурсов не находятся еще на должной высоте и должны быть подняты⁽¹⁾.

На гидростанциях имеют место значительные перерасходы воды, по тем или иным причинам, которые должны расцениваться также, как пережог топлива на ТЭЦ.

Для целей эксплуатации и проектирования весьма важно иметь единый показатель, характеризующий полностью эффективность эксплуатации гидростанции, качество ее водно-силового режима, и роль ее в энергосистеме. Такой же показатель важно иметь для гидроэнергосистемы в целом, что позволит удобно сравнивать показатели отдельных систем между собой, а также нормировать работу системы и гидростанций в части эффективности водно-силового режима.

Несмотря на наличие подробных форм планирования и учета эксплуатации ГЭС, подобный показатель отсутствует. Указываемые в „отчете гидро-электростанции 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* умнож. 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)“⁽²⁾.

Более удачной попыткой дать показатель режима эксплуатации

ГЭС является предложенный инж. И. М. Соколовым „коэффициент эксплуатации ГЭС“ (⁹).

$$K_{\text{экспл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ф}}}{\mathcal{E}_{\text{воз}}} \approx 1,$$

где

$\mathcal{E}_{\text{ф}}$ — фактическая выработка ГЭС;

$\mathcal{E}_{\text{воз}}$ — возможная выработка ГЭС.

Для вычисления $\mathcal{E}_{\text{воз}}$ вводятся „нормальные“ потери воды, „нормальные“ потери напора и „нормальный КПД агрегата, устанавливаемые для данной, конкретной ГЭС. Поэтому $K_{\text{экспл}}$ удобен для сравнения работы отдельной ГЭС по сезонам или по годам, но он не позволяет охарактеризовать роль, которую играет станция в системе и объективно сравнить между собою отдельные (разные) ГЭС, а также провести сравнение по качеству водно-энергетического режима между гидроэнергосистемами.

Потери напора как и потери воды приводят к увеличению затраты воды на выработанный *квтч* электроэнергии, поэтому эффективность работы ГЭС можно вполне характеризовать величиной расхода воды брутто на 1 *квтч* выработки на шинах генераторов (q). Эта величина, отнесенная к одному метру напора брутто, вполне характеризует работу ГЭС с точки зрения использования водотока и включает все потери воды и напора (q').

Она также позволяет объективно сравнивать отдельные ГЭС и может служить универсальным нормативом как при проектировании, так и при эксплуатации ГЭС. Этот показатель эффективности предложен автором на основании анализа опыта эксплуатации гидроэнергосистемы Армянской ССР.

Называя эту величину *единичным расходом воды* за данный промежуток времени, будем иметь:

$$q'_{\text{ст}} = \frac{W_{\text{ст}} \cdot H_{\text{бр}}}{\mathcal{E}_{\text{ст}}} \text{ м}^3/\text{квтч на 1 м напора.}$$

Здесь: $W_{\text{ст}}$ — вся поступившая на станцию вода в м^3 , за данный промежуток времени, в пределах пропускной способности деривации, за вычетом воды, отпущенной другим водопользователям (ирригация).

Утечки и сбросы на плотине в размерах, дополняющих фактический поступающий расход в деривацию ГЭС до пропускной способности деривации, подлежат учету.

$H_{\text{бр}}$ — нормальный (расчетный) напор брутто станции.

$\mathcal{E}_{\text{ст}}$ — выработка станции на шинах генераторов.

Мощность ГЭС на шинах генератора, как известно, равна

$$N = \frac{1000 \cdot Q \cdot H_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}}{75 \cdot 1,36} = 9,81 \cdot Q \cdot H_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}} \text{ квт};$$

отсюда удельный расход воды будет

$$q = \frac{3600}{9,81 \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot \eta_g} \text{ м}^3/\text{квтч.}$$

Теоретическим (идеальным) пределом величины единичного расхода воды будет:

$$q'_{\text{ид}} = \frac{3600}{9,81} = 367 \text{ м}^3/\text{квтч на 1 м напора.}$$

Практически достижимое минимальное значение единичного расхода воды в настоящее время составляет:

$$q'_{\text{мин}} = \frac{3600}{9,81 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 0,95} = 420 \text{ м}^3/\text{квтч на 1 м напора,}$$

где 0,92 — КПД турбин средней и большой мощности;

0,95 — КПД генератора „ „ „ „

Кроме того предполагается, что $H_{бр} \approx H_{\text{нетто}}$.

Предлагаемый показатель эффективности может быть применен для объективной характеристики работы гидроэнергосистемы, а именно:

$$q'_{\text{сист}} = \frac{W_{\text{ст1}} \cdot H_{бр1} + W_{\text{ст2}} \cdot H_{бр2} + \dots}{\mathcal{E}_{\text{ст1}} + \mathcal{E}_{\text{ст2}} + \dots} = \frac{\sum_1^n W_n \cdot H_{брn}}{\sum_1^n \mathcal{E}_{\text{стn}}} \text{ м}^3/\text{квтч}$$

на 1 м напора.

Здесь: в числителе дана вся поступившая на отдельные гидростанции системы вода, приведенная к одному метру напора и могущая быть использованной на станциях; в знаменателе — суммарная выработка всех гидростанций системы за рассматриваемый промежуток времени.

Факторы, влияющие 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 ГЭС. Все эти факторы находят отражение в единичном расходе воды, анализ величины которого позволит выявить ту группу потерь, которая должна быть снижена силами эксплуатации, или учтена при проектировании и строительстве других ГЭС.

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

1. *Непроизводственные потери*: испарение, льдообразование, фильтрация через сооружения, утечки через уплотнения, потери из-за снижения напора вследствие повышения шероховатости, появления железобактерий и др.

2. *Производственные потери*: охлаждение генераторов и трансформаторов и технические нужды ГЭС; промыв наносов, сброс шуги, льда, мусора, отбор на шлюзование, ирригацию, водоснабжение и др.

3. *Аварийные и ремонтные потери*: простой оборудования при

наличии избыточного расхода воды; снижение КПД агрегатов из-за простоя необходимых по режиму агрегатов.

4. *Режимные потери:* снижение КПД агрегата из-за невыгодного режима; работа агрегата с недогрузкой или перегрузкой; утечки на работающих или стоящих агрегатах; при пусках и остановках агрегатов; из-за снижения напора в верхнем бьефе; из-за снижения коэффициента мощности генераторов; из-за отсутствия нагрузок и др.

В таблице 1 приведены среднегодовые единичные расходы воды по гидростанциям Армянской Энергетической системы, а также единичные расходы энергосистемы в целом, за последние пять лет.

Таблица 1

Единичные расходы воды гидростанций и энергосистемы

Годы	ГЭС № 1 Высоконапорная	ГЭС № 2 Высоконапорная	ГЭС № 3 Высоконапорная	ГЭС № 4 Средне-напорная	ГЭС № 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	515	688	516	528	557

ГЭС № 1 является основной регулирующей гидростанцией системы. ГЭС № 2 имеет небольшие возможности суточного регулирования. Остальные ГЭС работают в базе графика нагрузки. Увеличение единичного расхода по ГЭС № 2 в 1946 году связано с вынужденным по условиям ремонтов гидросооружений режимом и не является характерным.

Высокие значения единичных расходов по ГЭС № 3 и увеличение их в 1947 г. по ГЭС № 4 и № 5 связаны с значительными потерями воды в деривации по причине ненадлежащего состояния последней, а по ГЭС № 3, кроме того, из-за интенсивной шуги.

Увеличение единичного расхода воды по ГЭС № 1 в 1947 г. по сравнению с 1946 годом вызвано продолжительными неблагоприятными режимами работы агрегатов (по загрузке), вследствие ремонтов части оборудования, хотя величина прямых потерь в виде сливов и утечек была снижена.

Проводимые в настоящее время контрольные тарифовочные работы по сооружениям ГЭС позволят более точно определять значения единичных расходов воды.

Планомерное снижение величины единичных расходов по ГЭС № 1 и ГЭС № 2 и Энергосистеме является результатом работы, проводимой в системе по рационализации водно-силового режима станций⁽⁴⁾.

На основании анализа фактических единичных расходов по ГЭС,

можно наметить пределы для среднегодовых значений единичных расходов в зависимости от назначения ГЭС в системе и характеристик ее оборудования.

Базисные ГЭС	470 — 520	м ³ /квтч на 1 м напора
Регулирующие ГЭС	480 — 560	" " " " "
Пиковые ГЭС	520 — 600	" " " " "

Указанные величины единичных расходов применимы главным образом для высоконапорных ГЭС средней и большой мощности. В дальнейшем возможно уточнение этих значений единичных расходов на основании анализа эксплуатационных данных ГЭС других энергосистем.

Таким образом, единичный расход воды является действительным показателем эффективности использования воды на ГЭС и в гидроэнергосистеме, подобно расходу условного топлива на выработанный киловаттчас электроэнергии на теплоэлектростанциях.

Аналогично расходу условного топлива, он позволит объективно сравнивать работу как отдельных ГЭС, так и гидроэнергосистем, выявлять и нормировать различные виды потерь воды и напора. Кроме того, он должен служить удобным и быть одним из главных нормативов как при проектировании ГЭС, так и в эксплуатации. При современном уровне гидроэнергетики Союза необходимость в таком нормативе остро ощущается.

Гидроэлектрическая Лаборатория
Академии Наук Армянской ССР
Ереван, 1948, февраль.

Վ. Պ. ՄԱՐՏԻՆՈՎ

Հիդրոէլեկտրական կայանների եվ հիդրոէներգոտեսեմի քրա-էներգետիկ ունիվերսալ ցուցիչ

Հիդրոէլեկտրական կայաններում ճնշման կորուստները, ինչպես և ջրի կորուստները, բերում են մեկ կիլովատտում էլեկտրաէներգիա արտադրելու վրա ծախսված ջրի ավելացմանը, ուստի հիդրոէլեկտրական կայանի աշխատանքի էֆեկտիվությունը կարելի է լիովին բնութագրել ջրի այն բրուտտո ծախսի մեծությամբ (Q), որ լինում է 1 կիլովատտում էներգիա արտադրելու համար: Բրուտտո մեկ մետր ճնշման բերված այդ մեծությունը (Q'), ջրահոսքի օգտագործման տեսակետից, լիովին բնութագրում է հիդրոէլեկտրական կայանի աշխատանքը և պարփակում է ջրի ու ճնշման բոլոր կորուստները: Այն նաև թույլ է տալիս օրեկտիվորեն համեմատել իրար հետ առանձին հիդրոկայաններ և կարող է ունիվերսալ նորմատիվ ծառայել ինչպես հիդրոկայանի նախագծման, այնպես էլ նրա շահագործման համար:

Անվանելով այդ մեծությունը տվյալ ժամանակահատվածում կառարվող՝ ջրի միական ծախս, կունենանք՝

$$q_{\text{ст}} = \frac{W_{\text{ст}} \cdot H_{\text{ср}}}{\mathcal{E}_{\text{ст}}} \text{ մ}^3/\text{կիլովատտում 1 մ ճնշմանը,}$$

որտեղ $W_{\text{ст}}$ -ը ջրի այն ամբողջ ծավալն է (մ³), որը մուտք է գործել հիդրոկայանի դերիվացիան և որը կարող է օգտագործված լինել ըստ դերիվացիայի թողունակության:

ՄճՐ-ը կայանի նորմալ (հաշվարկային) բրուտո ճնշումն է:

ՅՇՏ-ը էլեկտրակայանի արտադրանքն է:

$$\text{Քանի որ } q = \frac{3600}{9,81 \cdot H_H \cdot \eta_T \cdot \eta_G} \text{ մ}^3/\text{կիլովատամ},$$

ապա միական ծախսի տեսական (իդեալական) նշանակությունը կլինի՝

$$q_{\text{ид}} = \frac{3600}{9,81} = 367 \text{ մ}^3/\text{կիլովատամ } 1 \text{ մ ճնշմանը},$$

իսկ գործնականորեն հասանելի q' մեծությունը կլինի՝

$$q'_{\text{рн}} = \frac{3600}{9,81 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 0,95} = 420 \text{ մ}^3/\text{կիլովատամ } 1 \text{ մ ճնշմանը}.$$

էֆեկտիվության առաջարկվող ցուցիչը կարող է կիրառվել ամբողջ հիդրոէներգոսիստեմի աշխատանքի օբեկտիվ բնութագրման համար, այն է՝

$$q'_{\text{сист}} = \frac{W_{\text{сг1}} \cdot H_{\text{ср1}} + W_{\text{сг2}} \cdot H_{\text{ср2}} + \dots}{\text{Э}_{\text{сг1}} + \text{Э}_{\text{сг2}} + \dots} = \frac{\sum_1^n W_n \cdot H_{\text{срn}}}{\sum_1^n \text{Э}_{\text{сгn}}} \text{ մ}^3/\text{կիլովատամ}$$

1 մ ճնշմանը,

որտեղ համարչում տրված է 1 մետր ճնշման բերված ջուրը, որը մտնում է սխեմայի առանձին հիդրոկայանները և կարող է օգտագործվել կայաններում, հայտարարում տրված է սխեմայի բոլոր հիդրոկայանների գումարային արտադրանքը քննարկվող ժամանակաշրջանում:

Հիդրոէլեկտրակայանի գծով ջրի փաստական միական ծախսերի անալիզի հիման վրա կարելի է նշել սահմանները միական ծախսերի միջին-տարեկան արժեքների համար, ըստ սխեմայում հիդրոկայանի ունեցած նշանակության և նրա սարքավորման բնութագրերի:

Բազիսային շէժ 470—520 մ³/ կիլովատամ 1 մ ճնշմանը

Կարգավորիչ շէժ 480—560 » » » »

Ծայրային շէժ 520—600 » » » »

Ջերմաէլեկտրակայաններում մեկ կիլովատամ էլեկտրաէներգիա արտադրելու համար պահանջվող պայմանական վառելիքի ծախսի նման, ջրի միական ծախսը հանդիսանում է հիդրոէլեկտրակայաններում ու հիդրոէներգոսիստեմում ջրի օգտագործման էֆեկտիվության իրական ցուցիչ և կարող է ուսուցիչ նորմատիվ ծառայել Միության հիդրոէներգետիկայի այժմյան մակարդակի պայմաններում այդպիսի նորմատիվի կարիքը խիստ զգացվում է:

ЛИТЕРАТУРА — ԳՐԱԿԱՆՈՒԹՅՈՒՆ

1. Тр. II Всесоюз. Совещ. по эксплуатации гидроэлектростанций, стр 63, 1946.
2. Инструкция по составлению „отчета гидроэлектростанции о выполнении плана по производству“ (форма Э—4—ПГ), 1944.
3. Тр. II Всесоюз. Совещ. по эксплуатации гидроэлектростанций, стр. 35, 1946.
4. В. П. Мартынов. Изв. АН Армянской ССР (сер. естеств. наук), № 9, 1947.