

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

А. М. Осемян

Выбор экономичного режима работы гидроэнергосистемы при комплексном годичном регулировании

Для создания благоприятного режима гидроэнергосистемы работу последней в годичном разрезе можно отрегулировать перераспределением годового стока и приспособлением его использования к условиям потребления, что достигается сооружением водохранилищ, строительством тепловых станций—ТЭС, которые должны пополнить недостаток энергии в маловодные периоды и обеспечить равномерную выработку энергии в течение года, и, наконец, регулированием самого потребления.

В настоящей статье излагается методика расчета по выбору оптимального варианта годичного регулирования режима работы гидроэнергосистемы в условиях, когда регулирование производится одним из упомянутых выше способов или при комбинировании этих способов.

1. Регулирование гидросистемы только тепловыми станциями

В условиях отсутствия регулирующих водохранилищ и потребителей регуляторов для тепловых станций неэкономично брать на себя частичное годичное регулирование, так как это приводит к снижению коэффициента использования мощности станции. Это положение можно проследить на фиг. 1.

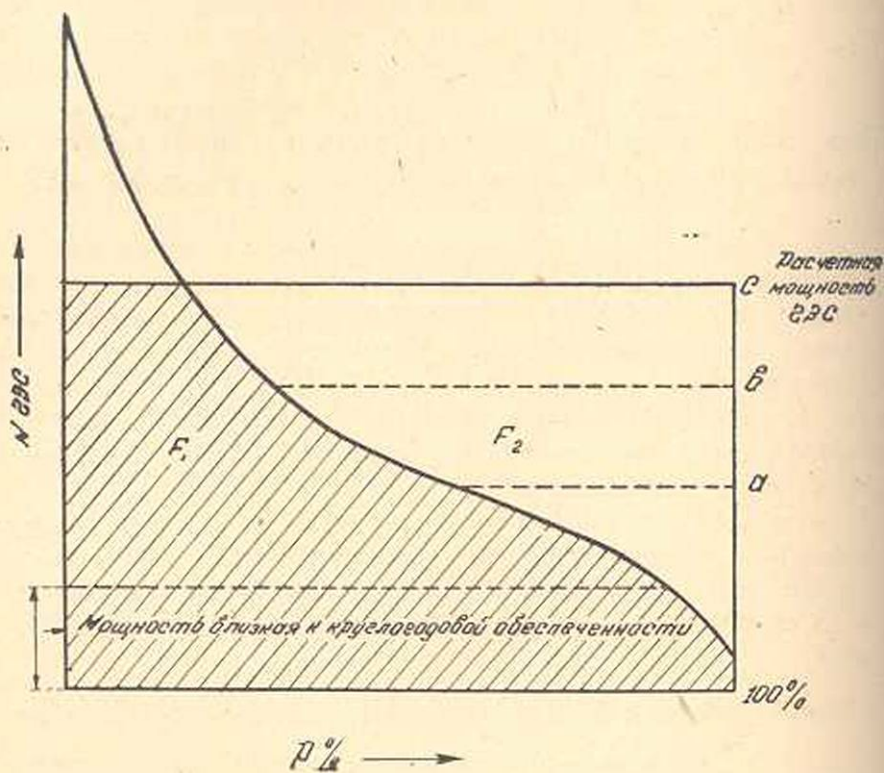
Площадь F_1 , ограниченная частью кривой обеспеченности средних-суточных расходов, показывает зону возможной выработки электроэнергии гидростанциями.

Площадь F_2 показывает зону возможной выработки электроэнергии тепловыми станциями.

Очевидно, что наибольшее число часов использования установленной мощности ТЭС получим при доведении ее до уровня C и этот вариант мощности имеет бесспорное преимущество перед вариантом, когда мощность ТЭС ограничена уровнями a и b .

Напомним, что основные экономические показатели ТЭС, как то: себестоимость *квтч* электроэнергии, коэффициент использования капиталовложений, и удельный расход топлива на *квтч* электроэнергии находятся в тесной зависимости от коэффициента использования установленной мощности станции.

Условия
электрического годичного регулирования
режима работы ТЭС тепловым резервом



Фиг. 1

При регулировании работы гидросистемы тепловыми станциями последние получают назначение снабжать энергией электроемкую промышленность, но не в качестве основного, а дополнительного энергоисточника. При этом возникает необходимость решения задачи нахождения оптимального варианта энергоснабжения электроемкой промышленности от ТЭС или гидростанций.

Необходимо установить показатели, способные соизмерить экономичность единовременных дополнительных капиталовложений в строительстве гидростанции с будущим эффектом, в виде ожидаемого уменьшения эксплуатационных затрат.

При выборе источника энергоснабжения электроемкой промышленности нельзя решать задачу чисто математическим путем, так как необходим учет многих факторов, некоторые из которых не поддаются количественному выражению. В этом вопросе роль расчетов подчиненная; определяющим является экономический анализ.

Гидротехнические сооружения ГЭС во многих случаях являют-

ся также сооружениями сложного водохозяйственного комплекса (ирригация, водный транспорт и т. д.).

„Двойная связь с народным хозяйством через энергосистемы и водохозяйственный комплекс осложняет аналитическое решение вопросов эффективного использования водных ресурсов“ [1].

Следовательно, без глубокого экономического анализа с учетом развития всех сторон народного хозяйства нельзя решать вопрос выбора источника энергоснабжения народного хозяйства.

Предлагаемая нами формула для экономического расчета при выборе энергисточника имеет вспомогательное значение.

Эта формула имеет следующий вид:

$$\frac{\frac{1}{\tau} \bar{K}_{н,г}}{h_{г}} - \frac{\frac{1}{\tau} \bar{K}_{н,т}}{h_{т}} \ll S_t - S_r, \quad (1)$$

где $\frac{1}{\tau}$ — „тяжесть“ дополнительных капиталовложений или норма компенсации дополнительных капиталовложений [4],

$\bar{K}_н$ — удельные капиталовложения на *квт* установленной мощности,

h — число часов использования установленной мощности электростанции,

S — себестоимость 1 *квтч* электроэнергии.

Индексы означают:

т — тепловая станция,

г — гидростанция.

При определении удельных капиталовложений на *квт* мощности ТЭС нужно учесть капиталовложения, необходимые для создания топливной базы ТЭС, а также вложения в ж.-д. транспорт для доставки топлива от места ее добычи до места расположения ТЭС.

Кроме того необходимо учесть, что тепловая станция значительное количество электроэнергии (от 5% до 12%) расходует на собственные нужды, в то время как гидростанция на собственные нужды расходует до 0,5% выработанной электроэнергии. Этот момент также надо оценить, как фактор, повышающий удельные капиталовложения в строительстве ТЭС — в среднем на 8%.

Если принять стоимость уст. *квт* мощности ГЭС, в зависимости от местных условий, в пределах от 2 до 5 тыс. рублей, а по тепловым станциям — 1 тыс. рублей (в ценах 1936 г.), то гидроэнергия может считаться экономичной, если она дешевле тепловой электроэнергии для тех же пределов на 2, 0—9,6 коп. на *квтч* (расчет произведен по формуле (1)).

При полном регулировании режима работы гидросистемы тепловыми станциями решение задачи намного упрощается. В этом случае тепловая станция имеет назначение снабжать электроэнергией электроемкую промышленность, но не в качестве основного

источника, а в качестве регулирующего резерва, при этом электроемкое производство переходит на постоянный режим работы с передачей регулирования тепловым станциям.

В этом случае режим работы тепловых станций должен быть подчинен режиму гидросистемы; в результате этого подчинения снижается число часов использования установленной мощности тепловых станций.

Конденсационная станция, снабжающая электроэнергией электроемкую промышленность, в состоянии довести число часов использования установленной мощности до 7000—7200, т. е. до уровня, возможного по условиям технологии в электроемком производстве.

Снижение числа часов использования установленной мощности тепловых станций приводит к двум категориям потерь:

1. Вынужденные дополнительные издержки производства [2].
2. Повышение удельных капитальных вложений, вызванное уменьшением коэффициента использования установленной мощности станции [2].

Очевидно, что эти потери могут быть оправданы экономией, полученной в результате перевода электроемкой промышленности с сезонного на ровный график энергоснабжения.

Исходя из сказанного, экономичность регулирования тепловыми станциями можно определить из следующего выражения:

$$\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{пт}} + \Delta U_{\text{т. квт.}}}{h_{\text{тр}}} \leq \frac{\frac{1}{\tau} \bar{K}_{\text{ппр}} + U_{\text{пр}}}{\bar{E}_{\text{уд}}} \quad (2)$$

Где $\Delta \bar{K}_{\text{пт}}$ — дополнительные капиталовложения на *квт* мощности ТЭС, вызванные снижением коэффициента использования мощности ТЭС и определяемые по формуле:

$$\Delta \bar{K}_{\text{пт}} = \bar{K}_{\text{пт}} \frac{h_{\text{от}}}{h_{\text{ет}}} - \bar{K}_{\text{пт}} \quad (3)$$

где $h_{\text{от}}$ — число часов использования установленной мощности ТЭС при работе в энергосистеме, где преобладают тепловые станции, $h_{\text{тр}}$ — число часов использования установленной мощности ТЭС при работе последней как регулятора,

$\Delta U_{\text{т. квт.}}$ — дополнительные издержки производства на *квт* мощности ТЭС при работе последней в качестве регулятора.

Методика определения величин $\frac{1}{\tau}$, $\Delta \bar{K}_{\text{ппр}}$, $\Delta U_{\text{пр}}$ и $\bar{E}_{\text{уд}}$ дана в наших прошлых исследованиях [3, 4].

Если тепловой резерв по своим экономическим показателям не удовлетворяет требованиям приведенного выше уравнения, то надо считать, что этот резерв менее экономичен, чем регулирование потребителем.

2. Регулирование гидросистемы тепловыми станциями в комбинировании с регулированием потребления

Комбинирование регулирования тепловыми станциями с потребителями-регуляторами во многих случаях может служить более эффективным мероприятием для годичного регулирования, чем регулирование одними тепловыми станциями. Это видно на фиг. 2.

Условия

электрического годичного регулирования режима работы ГЭС тепловыми станциями в комбинировании с регулированием потребления

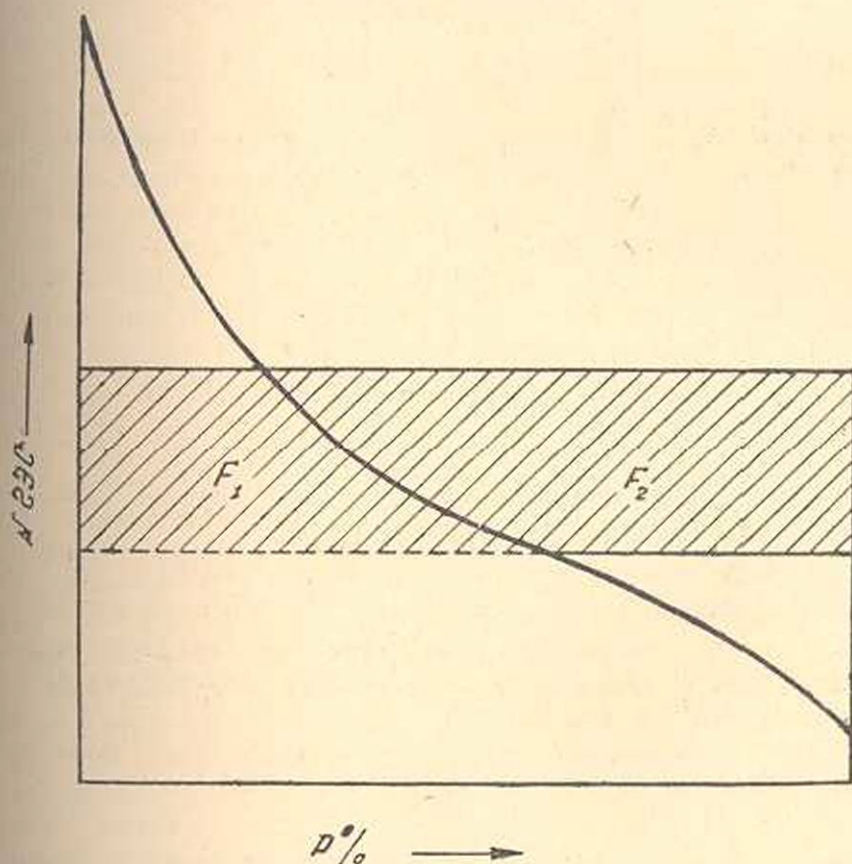


Рис. 2

Работа потребителя-регулятора в зоне F_1 графика нагрузки создает весьма тяжелые условия для эффективной работы потребителя-регулятора, так как в этом случае мы имеем низкую обеспечен-

ность потребителя-регулятора электроэнергии. Одновременно зона F_2 графика нагрузки весьма благоприятна для работы тепловых станций.

Использование тепловых станций в качестве регулятора в зоне F_2 может быть оправдано в том случае, если экономия, полученная от повышения степени обеспечения производства электроэнергии покрывает потери, получаемые при работе тепловой станции в режиме регулятора.

Отсюда экономичность тепловой станции в роли регулятора можно определить следующим выражением:

$$\Delta S_1 + \frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{итктвч}} < \left[\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{ипр}} + \Delta U_{\text{пр}}}{\Theta_{\text{уд}}} \right]_{B_1} - \left[\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{ипр}} + \Delta U_{\text{пр}}}{\Theta_{\text{уд}}} \right]_{B_2} \quad (4)$$

а экономический предел годичного регулирования тепловыми станциями определяется следующей формулой:

$$\left[\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{ипр}} + \Delta U_{\text{пр}}}{\Theta_{\text{уд}}} \right]_{B_1} - \left[\left(\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{ипр}} + \Delta U_{\text{пр}}}{\Theta_{\text{уд}}} \right) + \left(\Delta S_1 + \frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{\text{итктвч}} \right) \right]_{B_2} = 0, \quad (5)$$

где ΔS_1 — дополнительные издержки на 1 *квтч* по тепловой станции из-за работы ее в режиме регулятора,

$\Delta \bar{K}_{\text{итктвч}}$ — дополнительные капиталовложения на 1 *квтч* тепловой электроэнергии из-за работы последней в режиме регулятора,

$\Delta \bar{K}_{\text{ипр}}$ — дополнительные капиталовложения на тонну продукции электроемкой промышленности вследствие работы последней в режиме потребителя регулятора,

$\Delta U_{\text{пр}}$ — дополнительные издержки производства на тонну продукции электроемкой промышленности вследствие работы ее в режиме потребителя-регулятора,

$\Theta_{\text{уд}}$ — удельный расход электроэнергии на тонну продукции потребителя-регулятора.

B_1 — вариант, когда потребитель-регулятор обеспечен электроэнергией в меньшей степени из-за отсутствия в системе регулирующих тепловых станций,

B_2 — вариант, когда потребитель-регулятор обеспечен электро-

энергией в более высокой степени из-за частичного или полного регулирования гидросистемы тепловыми станциями.

3. Регулирование гидросистемы водохранилищами в комбинации с регулированием потребления

Техническая возможность и экономическая целесообразность годичного регулирования водохранилищами в значительной степени зависит от местных условий.

Весьма возможны случаи, когда полное годичное регулирование водохранилищами приводит к таким затоплениям территорий и подтоплениям сооружений, что оно не может быть оправдано экономически.

В этом случае приходится довольствоваться частичным годичным регулированием.

Весьма интересным вопросом является определение ущерба, получаемого от затоплений и подтоплений при сооружении водохранилищ.

Исследования, проведенные в этой области М. А. Лифановым [5], показали, что размеры затопляемых площадей могут быть достигнуты в отдельных случаях значительной величины. Капиталовложения, вызываемые затоплениями в процентах от общей стоимости сооружений ГЭС, составляют по действующим и запроектированным ГЭС от 3,1 до 93,0% [5].

Необходимо также учесть, что в горных условиях емкость водохранилища в некоторых случаях лимитируется высотой плотины, для которой в определенных геолого-топографических условиях существует экономический предел.

Методика расчета необходимого объема водохранилища для многолетнего и годичного регулирования стока подробно разработана в гидроэнергетической литературе, и этого вопроса в настоящей статье касаться мы не будем.

Расчет экономичности регулирования водохранилищами должен быть проведен следующим образом: по методике, изложенной в нашей статье [3], находим оптимальную мощность ГЭС, применяя в качестве регулятора электроемкий потребитель.

При годичном регулировании режима работы ГЭС водохранилищем вопрос сводится к тому, чтобы за счет капиталовложений в сооружение водохранилища перевести электроемкую промышленность на постоянный режим работы или же повысить процент обеспечения производства электроэнергией. Очевидно, что сооружение водохранилища может быть оправдано экономией, получаемой в результате перевода электроемкой промышленности на постоянный режим работы.

Экономичность проектируемого водохранилища для полного годичного регулирования по сравнению с регулированием потребителями определяется следующим выражением:

$$S_{гр} + \frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{гр} - S_{н} \leq \frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{нпр} + \Delta \bar{U}_{нпр}}{\bar{\epsilon}_{уд}} \quad (6)$$

а экономический предел годового регулирования водохранилищами определяется следующей формулой:

$$\frac{\frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{нпр} + \Delta \bar{U}_{нпр}}{\bar{\epsilon}_{уд}} \left(S_{гр} + \frac{1}{\tau} \Delta \bar{K}_{гр} - S_{н} \right) = 0, \quad (7)$$

где $S_{гр}$ — себестоимость 1 *квтч* зарегулированной гидроэлектроэнергии в годовом разрезе,

$S_{н}$ — то же для незарегулированной гидроэлектроэнергии,

$\Delta \bar{K}_{гр}$ — дополнительные капиталовложения, приходящиеся на 1 *квтч* электроэнергии зарегулированной ГЭС,

$\Delta \bar{U}_{нпр}$ — дополнительные издержки производства, приходящиеся на тонну продукции с учетом сезонности энергоснабжения производства,

$\bar{\epsilon}_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на тонну продукции,

$\Delta \bar{K}_{нпр}$ — дополнительные капиталовложения, приходящиеся на тонну продукции потребителя-регулятора в связи с работой завода на сезонном графике, т. е. неполной нагрузкой.

При частичном годовом регулировании повышается коэффициент использования стока, в большинстве случаев повышается используемый средний взвешенный напор станции и увеличивается возможная выработка электроэнергии. В результате всего этого повышается степень обеспечения потребителя электроэнергией.

Если удельные капиталовложения, приходящиеся на 1 *квтч* гидроэлектроэнергии при частичном регулировании, в результате воздействия факторов, отмеченных выше, снижаются, то очевидно, что сооружение водохранилищ необходимо считать экономически оправданным. (Во всех расчетах принято, что часть сезонной гидроэнергии, преобразованная в результате частичного годового регулирования в постоянную, предоставляется потребителю-регулятору).

Следовательно, должны быть рассмотрены случаи, когда капиталовложения на 1 *квтч* электроэнергии при годовом регулировании повышаются.

Существующие способы энерго-экономических расчетов не в состоянии правильно оценить эффективность водохранилища при комплексном регулировании гидросистемы.

В настоящее время экономичность гидростанции определяется по минимуму себестоимости энергии с учетом тяжести капиталовложений.

Если при экономической эффективности водохранилища исходить из этого показателя, то должны быть оправданы только те

водохранилища годичного регулирования, которые гарантируют снижение удельных капиталовложений на 1 *квтч* электроэнергии. Между тем, энергетическая и экономическая эффективность водохранилища полного или частичного годичного регулирования определяется в основном тем, что улучшается режим энергоснабжения потребителей, а отсюда и повышаются технико-экономические показатели работы потребителей электроэнергии.

Возникает необходимость разработки показателя, способного соизмерить экономическую эффективность, получаемую от повышения степени обеспечения электроэнергией производства с повышением удельных капиталовложений на *квтч* гидроэлектроэнергии и себестоимости последней в результате сооружения водохранилища.

В качестве комплексного показателя, способного учесть и оценить факторы, относящиеся как к водохранилищам, так и к потребителям энергии, предлагается комплексная годичная себестоимость продукции $d_{\text{ком.гр}}$, которая определяется по следующей формуле:

$$d_{\text{ком.гр}} = \left[\frac{(S_{\text{вн}} - S_{\text{вн}}) \cdot \Delta \text{Э}_{\text{пост.}}}{\Delta \text{Э}_{\text{вод}}} + S_{\text{вн}} - S_{\text{вн}} \right] \cdot \bar{\text{Э}}_{\text{уд}} + \\ + \left[\left(\bar{K}_{\text{квтч. вн}} - \bar{K}_{\text{квтч. вн}} \right) \cdot \frac{1}{\tau} \cdot \bar{\text{Э}}_{\text{уд}} \right] - \left[\frac{1}{\tau} \left(\bar{K}_{\text{првн}} - \bar{K}_{\text{првн}} \right) + \right. \\ \left. + \left(d_{\text{вн}} - d_{\text{вн}} \right) \right], \quad (8)$$

где: S — себестоимость 1 *квтч* электроэнергии, $\Delta \text{Э}_{\text{пост.}}$ — количество электроэнергии, полученной незарегулированной гидростанцией, по мощности близкой к кругло-годовой обеспеченности,

$\Delta \text{Э}_{\text{вод}}$ — приращение количества электроэнергии в результате сооружения водохранилища,

$\bar{K}_{\text{квтч}}$ — капиталовложения на 1 *квтч* электроэнергии,

$\bar{K}_{\text{пр}}$ — капиталовложения на тонну продукции потребителя-регулятора,

d — себестоимость тонны продукции потребителя-регулятора (без учета фактора повышения себестоимости электроэнергии),

V_0 — вариант отсутствия регулирования водохранилищем,

$V_{\text{н}}$ — вариант наличия регулирующего водохранилища.

Невозможность аналитического решения задачи ввиду многообразия факторов вызывает необходимость проведения расчетов по ряду вариантов и определения искомого оптимума по минимуму $d_{\text{ком.гр}}$.

Ниже приводим таблицу, по которой производится расчет экономической эффективности частичного регулирования режима работы ГЭС водохранилищами в комбинировании с регулированием потребления (см. таблицу в конце). Показатели, приведенные в таблице, условные, но отражают общий характер режима потребителя и ГЭС, работающей на горном водотоке.

Условно примем, что частичное годичное регулирование водохранилищем приводит к увеличению выработки электроэнергии до 212 млн. *квтч*, т. е. на 18,6 млн. *квтч* против варианта регулирования потреблением, или на 10%.

Дополнительная выработка электроэнергии, полученная в результате сооружения водохранилища и выделенная потребителю-регулятору, повысит обеспеченность электроэнергией потребителя-регулятора с 63% до 72%.

Для выявления эффективности капиталовложений в сооружение водохранилища в случае, когда этот вид регулирования осуществляется с регулированием потребителей, условно приняты 3 разные стоимости одного и того же водохранилища.

По 1-му варианту принято, что удельные капиталовложения на 1 *квтч* электроэнергии в результате частичного годичного регулирования не возрастают.

В этих условиях экономичность водохранилища не вызывает сомнения, что наглядно показывают данные таблицы, из которых видно, что комплексная себестоимость снижается на 12%, т. е. с 786 рублей при регулировании потребителем до 692 рублей при комбинированном регулировании.

По второму варианту удельные капиталовложения ГЭС на 1 *квтч* электроэнергии повышаются на 7%, что в свою очередь повышает себестоимость 1 *квтч* электроэнергии на 4%.

Как показывают данные, приведенные в таблице, это повышение стоимости оправдывается экономией, полученной у потребителя-регулятора благодаря повышению коэффициента использования капиталовложений и снижению себестоимости продукции.

Комплексная себестоимость продукции дает снижение на 3% по сопоставлению с вариантом регулирования потребителя без участия водохранилищ.

По третьему варианту рост капиталовложений на 1 *квтч* электроэнергии доведен до 10%. Участие водохранилища в регулировании режима гидростанций в этом варианте себя не оправдывает, так как приводит к повышению комплексной себестоимости против варианта регулирования потребителем на 12%.

4. Регулирование режима работы гидросистемы тепловыми станциями в комбинировании с водохранилищем и потребителем-регулятором

О неравномерности распределения выработки электроэнергии незарегулированной гидросистемы в пределах одного года судят по кривой продолжительности.

Часть графика, относящаяся к дефициту электроэнергии системы, разобьем на 2 зоны: F_2 , F_3 (фиг. 3). F_1 обозначим зону выработки электроэнергии гидростанций.

Условия
электрического годового регулирования
режима работы ГЭС тепловыми станция-
ми и водохранилищем

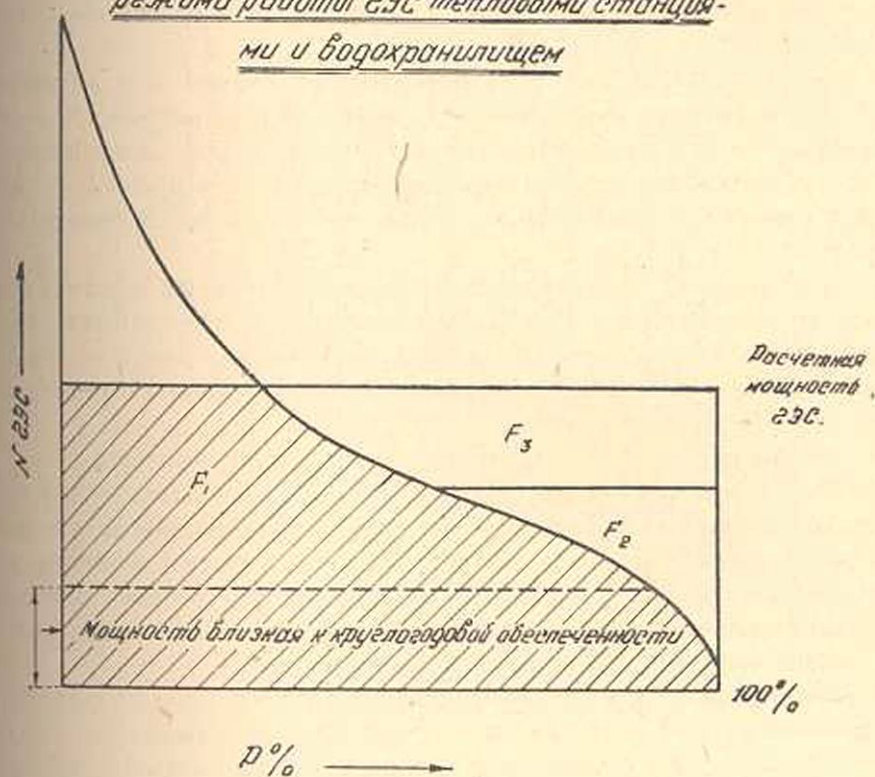


Рис. 3

График показывает, что тепловые станции при совместной работе с водохранилищами во многих случаях могут служить более эффективным мероприятием для годового регулирования, чем регулирование одними тепловыми станциями.

Как ясно видно из графика, покрытие дефицита в электроэнергии при работе ТЭС в зоне F_2 создает для них весьма тяжелые условия, так как дублирующая часть тепловых станций должна работать с низким коэффициентом использования мощности. Обратную картину получим если покрытие дефицита в электроэнергии в зоне F_2 возложить на водохранилище, так как для этого потребуются сравнительно небольшой объем водохранилища и соответственно небольшие дополнительные капиталовложения.

Расчет по нахождению оптимального варианта комбинированного регулирования производится следующим образом.

Вначале устанавливается предельная, экономически невыгоднейшая емкость водохранилища.

Если по местным условиям сооружение водохранилища того или иного объема приводит к неоправдываемому повышению капиталовложений на 1 *квтч* электроэнергии по сравнению с регулированием потребления, то вариант комбинированного регулирования с участием водохранилищ отпадает. Расчет ведется по способу, изложенному в п. 3.

Если водохранилища себя оправдывают только как мероприятие, обеспечивающее частичное годовое регулирование, то необходимо провести дополнительные расчеты методом, изложенным в п. 2 для выяснения степени целесообразности проведения регулирования тепловыми станциями по сравнению с потребителями-регуляторами.

Необходимость проведения этих дополнительных расчетов объясняется тем, что, как было выявлено выше, при регулировании режима работы гидросистемы тепловыми станциями совместно с водохранилищами или без них экономические показатели тепловых станций получаются разными.

Обобщая сказанное, приходим к следующим выводам.

Регулирование энергосистемы можно осуществлять водохранилищами, тепловыми резервами, а также потребителем-регулятором.

Водоохранилища в комбинировании с тепловыми станциями могут создать более благоприятные экономические условия годового регулирования гидроэнергосистемы, нежели регулирование только тепловыми станциями или водохранилищем.

Оптимальный вариант регулирования гидросистемы должен быть выбран при учете всех возможных способов регулирования (тепловым резервом, водохранилищем, регулированием потребления) при одновременном комбинировании этих способов.

Водно-энергетический институт
Академии наук Армянской ССР

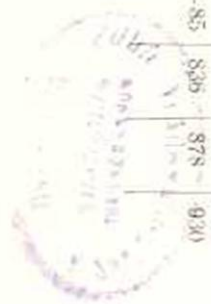
Поступило 5 VII 51

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Золотарев Т. Л. — Проблемы гидроэнергетической науки. Гидротехническое стр-во* № 4, 1949.
2. Куценов В. А., Штейнгауз Е. О. — Об энергетической эффективности гидроэлектростанций, Гидротехническое стр-во* №1, 1946.
3. Осепян А. М. — Карбидные и ферросплавные электроды, как потребители-регуляторы гидроэнергии, "Электричество" № 8, 1948.
4. Осепян А. М. — Критерий экономичности в гидроэнергетических расчетах, Известия АН Армянской ССР (физ.-мат., естеств. и техн. науки), № 4, 1950.
5. Лифанов М. А. — Организация чаши водохранилища. М.—Л., 1946.
6. Осепян А. М. — Выбор многолетней нормы обеспеченности при комплексном регулировании режима работы гидроэнергосистемы, Известия АН Армянской ССР (физ.-мат., естеств. и техн. науки), № 2, 1951.

Варианты с водохранилищем (при равном энергетическом эффекте и разных стоимостях водохранилища)

3-й случай	2-й случай	1-й случай	Вариант без водохранилища	№№ показателей
36	36	36	36	1
212	212	212	193,4	2
72	72	72	63	3
156 ²	156 ⁵	156	156 ¹	4
5-05	2-28	—	1-53	20
+0-85	-1-92	-2-67	-2-67	21
836	836	836	920	22
878	741	703	786	23
930	759	692	786	24



Для расчета оптимальной оценки с потребителями

Установленная мощность гидростанций (в мвт)	Себестоимость топлива и продуктов потребителя (в руб.)
Выработка электроэнергии с учетом графика нагрузки	
Степень обеспечения производства электроэнергией (в %)	
Стоимость гидростанции без водохранилища (в млн. руб.)	
Себестоимость 1 квтч электроэнергии по каждому варианту (в коп.)	Себестоимость топлива и продуктов потребителя (в руб.)
Экономия, полученная в стоимости 1 квтч электроэнергии по данному варианту (в коп.)	
Электричество учтено по себестоимости, полученной при круглогодичной обеспеченности	
Электричество учтено по себестоимости энергии в данном варианте	
Комплексная себестоимость	Себестоимость топлива и продуктов потребителя (в руб.)

Ա. Մ. Հովսեփյան

ՀԻՊՈՏԻՍՏԵՄԱՅԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔԻ ԷԿՈՆՈՄԻԿ ՌԵԺԻՄԻ ԸՆՏՐՈՒՄԸ
ԿՈՄՊԼԵՔՍԱՅԻՆ ՏԱՐԵԿԱՆ ԿԱՆՈՆԱՎՈՐՄԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ

Ա Մ Փ Ո Փ Ո Ւ Մ

Աշխատությունը մեջ հետազոտված է հիդրոտնտեսության տարեկան կանոնավորման էներգետիկ և էկոնոմիկ պայմանները՝ ջրամբարի, ջերմային սեղերի և սպառիչ-կանոնավորիչների առկայությունը դեպքում:

Այսպես ընդամենը է, որ ջրամբարը ջերմային սեղերի հետ կամրիկացվելով կարող է առեղծվել բարենպաստ էկոնոմիկ պայմաններ հիդրոտնտեսության տարեկան կանոնավորման համար, համեմատած այն դեպքերի հետ, երբ կանոնավորումը կատարվում է միայն ջերմային սեղերի կամ թե ջրամբարի միջոցով:

Կանոնավորման օպերումում մարխանտը պետք է բնորոշ, նկատի ունենալով կանոնավորման բոլոր հնարավոր ձևերը (ջրմային սեղերի, ջրամբարի, սպառիչ կանոնավորիչ) և կանոնավորման այդ ձևերի կամրիկացումը:

Աշխատությունը մեջ արված է նոր էկոնոմիկ ցուցանիշ (Վ կոմպլ.) և մշակված է նրա հաշվման համար համապատասխան մեթոդ: Այդ ցուցանիշը հնարավորություն է ապրիա ճիշտ գնահատելու ջերմային կայանի և ջրամբարի էներգետիկ և էկոնոմիկ էֆեկտը:

Դոյություն ունեցող մեթոդները, որոնց միջոցով որոշվում է այս կամ այն կանոնավորիչի էկոնոմիկ լինելը, հիմնված են սխեմայում էլեկտրաէներգիայի միջավայր ինքնաբերական ստանալու եղանակի վրա, հաշվի առնելով կապիտալ ներդրումների ծանրությունը: Ի տարբերություն դրան նոր մեթոդը միաժամանակ ցույց է ապրիա՝ ստացվող էկոնոմիկ էֆեկտը էներգիայի սպառիչների մաս: