

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

С. Г. Саркисян

Влияние дублирующей мощности на величину аварийного резерва в гидроэнергетической системе

Современная электроэнергетическая система состоит из генерирующих установок двух типов. К одному из этих типов относятся электрические станции, режим работы которых полностью подчинен требованиям электропотребителей. К числу их относятся конденсационные электростанции и гидростанции, обладающие широкими возможностями регулирования их выработки.

Для электростанций второго типа характерно несовпадение максимально развиваемой ими мощности с максимальной потребностью системы в этой мощности.

К числу таких электростанций относятся гидростанции, вырабатывающие незарегулированную, сезонную электроэнергию, так называемые сезонные ГЭС, работающие на естественном стоке реки. Возникающий на сезонных ГЭС дефицит мощностей в маловодные периоды года может быть покрыт за счет ввода в действие дублирующих мощностей на регулирующих электростанциях системы.

Это позволяет сохранить баланс мощностей системы, уравнение которого, отнесенное к какому-то периоду времени, можно представить в виде:

$$P^* + N_{\text{рем}} + N_{\text{н.р.}} + N_{\text{ав.р.}} = N_{\text{max}} \leq N_{\text{гэс}} + N_{\text{тэс}}. \quad (1)$$

Здесь P^* — максимум суточной нагрузки системы,

$N_{\text{рем}}$ — мощность, находящаяся в данный момент в нерабочем состоянии из-за ремонта,

$N_{\text{н.р.}}$ — мощность, предназначенная для покрытия непредвиденных отклонений нагрузки системы от заданной в нормальном режиме работы,

$N_{\text{ав.р.}}$ — мощность, предназначенная для замены вышедшей аварийно из строя рабочей мощности системы,

$N_{\text{гэс}}$ — установленная мощность тепловых электростанций,

$N_{\text{тэс}}$ — установленная мощность гидростанций.

Условие наличия дублирующих мощностей для случая, представленного уравнением (1), запишется так (2):

$$N_{\text{гэс}} + N_{\text{тэс}} - N_{\text{max}} = \Delta N. \quad (2)$$

Величина ΔN представляет дублирующую мощность.

Значит, при соблюдении условия (2) появляется дублирующая мощность, которая может быть как „связанной“ (см. ниже), так и просто избыточной и необходимой для другого периода года.

Условие бесперебойного удовлетворения электропотребителей при минимальной установленной мощности системы представляет следующее равенство:

$$N_{ГЭС} + N_{ТЭС} = N_{max}, \quad (3)$$

что соответствует отсутствию дублирования мощностей энергосистемы.

Для обеспечения надежной работы агрегатов необходимо проведение плановых ремонтов. Эти ремонты в смешанных системах, как правило, проводятся в периоды снижения нагрузки, а в гидроэнергосистемах — в маловодные периоды. Если эти провалы нагрузки недостаточны для выполнения плана ежегодных ремонтов, прибегают к созданию ремонтного резерва, который приводит к дублированию мощности системы.

Для предотвращения перебоев энергоснабжения потребителей, вызванных аварийным выходом агрегатов из строя, в системе устанавливается аварийный резерв мощности и энергии. Этот резерв также приводит к дублированию мощностей.

Таким образом, любая мощность, превышающая в данный период по величине необходимую для покрытия максимума нагрузки системы мощность, является *дублирующей мощностью*. Наличие дублирующей мощности приводит к слабому использованию установленной мощности системы и к увеличению капиталовложений и издержек эксплуатации в ней. Поэтому величина дублирующей мощности (ΔN) должна быть экономически обоснована.

Исследование проблемы аварийного резерва для случая смешанной энергетической системы показало, что можно целесообразно использовать дублирующую мощность — аварийный резерв. Для этого резервные агрегаты с большим числом часов использования рекомендуется устанавливать на тепловых электростанциях, а на ГЭС, имеющей водохранилище годичного или сезонного регулирования, устанавливаются те резервные агрегаты, вероятность использования которых в году невелика [3, 4, 9].

В течение года резервные мощности имеются как на ГЭС, так и на тепловых станциях. В многоводные периоды, увеличивая нагрузку, приходящуюся на гидростанции (что возможно для приплотинных ГЭС), функции аварийного резерва переносят на тепловые станции. В маловодные периоды, наоборот, функции резервирования возлагаются на гидростанции, загружая как рабочие, так и резервные мощности ТЭС полностью.

Следовательно, в смешанной электроэнергетической системе, состоящей из гидравлических и тепловых электрических станций с преобладающим участием последних в балансе мощностей и энергии, имеет место совмещение функций, выполняемых той или иной мощ-

ностью. Имеется указание [3] на то, что при определенном сочетании гидро- и тепломощностей можно избежать дублирования их в системе.

Следует, однако, отметить, что перенос функций аварийного резерва на тепловые станции в многоводные периоды приводит к значительному пережегу топлива. Это является причиной того, что в целях надежности работы системы на тепловых электростанциях содержатся слабо загруженные тепловые агрегаты, т. е. „горячий“ резерв. Если взять, например, два тепловых агрегата типа АК-25 и АТ-25 одинаковой мощности, то при одинаковой загрузке их, скажем $n_{уст} : n_{раб} = 0,8$, первый расходует 0,53, а второй — 0,55 кг/квтч условного топлива. При $n_{уст} : n_{раб} = 0,2$ первый агрегат расходует 0,61, а второй — 0,716 кг/квтч условного топлива [1]. Значит, работа тепловых агрегатов с малой загрузкой в году не экономична и простое, на первый взгляд, решение вопроса имеет существенный недостаток.

Доказано [4, 5], что при объединении энергосистем значительно увеличивается надежность энергоснабжения потребителей. Если же степень надежности энергоснабжения оставить неизменной, уменьшается величина необходимого аварийного резерва объединения. Так, например, было подсчитано [4], что если для трех крупных энергосистем, при их изолированной работе, величина аварийного резерва в каждой из них равна 12%, то при объединении их та же степень надежности получается от установки резерва, равного 6% от суммарного максимума.

Это положение дает возможность сократить долю аварийного резерва, приходящегося на тепловые электростанции, а следовательно, избежать непроизводительного расхода топлива.

Быстрый рост гидроэнергетического строительства и наличие в ряде районов страны действующих гидроэнергетических систем (Грузинская, Армянская, Кольская, Узбекская, Алтайская) выдвинули требование изучить проблему резервов и, в связи с этим, вопрос дублирующих мощностей в энергетических системах, состоящих либо целиком из гидростанций, либо с преобладающим участием последних в балансе мощностей и энергии системы.

В результате проведенных исследований [6, 8] были рекомендованы способы определения величины аварийного резерва мощности и энергии в гидроэнергетической системе. В отличие от существующих способов расчета, основанных на осредненных по мощности агрегатах, здесь учитывался тот факт, что мощность установленных в системе гидроагрегатов колеблется в значительных пределах. Поэтому предложенные способы определения величины аварийного резерва основываются на вероятностях аварийного выхода из строя различной рабочей мощности системы.

Для удобства дальнейшего изложения ниже приводятся формулы расчета величины аварийного резерва, предложенные в работе [8].

Для определения аварийного резерва в гидроэнергетической системе следует найти вероятности аварийного выхода из строя различной рабочей мощности, которые определяются по формуле

$$P_{nk}(m_k + 1) = \frac{m_k - m_k}{m_k + 1} \cdot \frac{p}{q} P_{nk}(m_k). \quad (4)$$

Начальное значение $P_{nk}(m_k)$ определяется из выражения

$$P_0 = q^n. \quad (5)$$

Здесь: m — число агрегатов в аварии,

n — число рабочих агрегатов,

p — показатель аварийности (средняя продолжительность аварийного простоя одного агрегата),

$q = 1 - p$,

$k = 1, 2, 3, \dots$ представляет номер группы, к которой относится агрегат данной мощности.

Вероятная аварийно вышедшая из строя мощность системы, соответствующая данному значению $P_{nk}(m_k + 1)$, определяется по формуле

$$N_{ав} = \sum m_k N_{авk}. \quad (6)$$

Вероятная аварийная недовыработка электроэнергии, соответствующая данному значению $N_{ав}$, получается из выражения:

$$\Delta_{ав} = N_{ав} P_{nk}(m_k + 1) T_{ср}. \quad (7)$$

Аварийная недовыработка электроэнергии по системе в целом будет равна:

$$\Delta_{авз} = \sum N_{ав} P_{nk}(m_k + 1) T_{ср}. \quad (8)$$

Более подробно способ расчета аварийного резерва гидроэнергетической системы по формулам (4)–(8) изложен в [8].

Настоящее исследование посвящено вопросу использования сезонных мощностей гидроэнергетической системы, состоящей из высоконапорных, деривационных, регулирующих, зарегулированных и сезонных гидростанций. Здесь допущено, что некоторые сезонные гидростанции обладают бассейном суточного регулирования, расположенным в конце деривационного канала, и круглогодично осуществляют суточное регулирование в системе. Это позволяет для таких гидростанций деривационного типа четко разграничивать установленную на них мощность на базовую и пиковую.

Учитывая колебание расходов воды в реке, весь период эксплуатации ГЭС в году можно разбить на три части: период избытка воды, период гарантированной отдачи и период дефицита воды. В маловодный период часть установленной мощности сезонных ГЭС оказывается вынужденной простаивать из-за нехватки воды в реке. В ре-

в результате снижения расходов воды (при $H = \text{const.}$) в реке мощность и выработка энергии сезонных ГЭС падает. Эту недовыработку должны покрыть гидростанции, обладающие годичным или многолетним регулированием. Необеспеченная водой свободная мощность ГЭС называется „связанной“ мощностью [1]. „Связанной“ является также свободная мощность, вызванная снижением напора, что имеет место для приплотинных гидростанций. „Связанные“ мощности дублируются на установках, ведущих регулирование в системе.

Указанное положение приводит к слабому использованию установленных мощностей системы и, следовательно, к увеличению издержек производства. Естественно поэтому рационально использовать „связанные“ мощности с наибольшим эффектом для гидроэнергетической системы.

Наличие или отсутствие водохранилищ в разной степени влияет на использование установленных мощностей гидростанций, причем это влияние будет тем значительнее, чем больше гидравлически зарегулирована рассматриваемая ГЭС.

Ограниченная нехваткой воды рабочая мощность сезонных ГЭС является резервом только для данной гидростанции, она может использоваться как:

1. Ремонтный резерв, дающий возможность поочередно выводить в планово-предупредительный ремонт рабочие агрегаты ГЭС (если свободная мощность равна или превышает мощность хотя-бы одного агрегата).

2. Внутростанционный аварийный резерв для замены аварийно вышедших из строя агрегатов только данной ГЭС.

Попутно надо сказать, что „связанная“ по напору мощность не может служить внутростанционным или системным резервом. Ниже речь идет только о мощности, связанной по воде.

Энергетическая эффективность „связанной“ мощности возрастает в случае, когда гидростанция обладает бассейном суточного регулирования, в особенности, если она приплотинного типа. Эта мощность, кроме случаев, перечисленных в п.п. 1 и 2, может использоваться как:

3. Нагрузочный резерв,

4. Системный аварийный резерв в течение срока, определяемого энергоемкостью бассейна суточного регулирования.

При наличии водохранилища сезонного или годичного регулирования свободная мощность на гидростанции будет иметь место: в первом случае, когда маловодный период года выходит за пределы гарантийной отдачи, и во втором случае, когда наступает маловодный год ниже расчетного. В остальных случаях рабочие мощности этих гидростанций, за исключением времени ремонтов, используются полностью.

Ясно, что аварийный резерв мощности и энергии системы должен сосредоточиваться на тех гидростанциях системы, которые имеют

возможность выделить в водохранилище необходимый для этого специальный резервный объем.

Из сказанного видно, что в течение года значительные „связанные“ мощности, могущие служить роль внутростанционного аварийного резерва, имеются на сезонных гидростанциях. В период половодья все агрегаты сезонных ГЭС, благодаря высокой обеспеченности их водой, загружаются до предела. В этот период обеспеченные мощности сезонных гидростанций вытесняют регулирующие мощности ГЭС, имеющих годовое или многолетнее регулирование.

Вытесненные регулирующие мощности могут служить в качестве ремонтного и аварийного резервов системы. При выходе из строя рабочей мощности на сезонной ГЭС в работу включается соответствующая мощность регулирующей ГЭС и этим ликвидируется нарушение нормальной работы энергосистемы. В этом случае неизбежен холостой слив воды на сезонной ГЭС, но, поскольку характерная продолжительность аварийного простоя одного агрегата не превышает 100 часов [7], то потери энергии от холостого слива воды на этих ГЭС будут небольшими*. Для ликвидации последствий аварии на регулирующих ГЭС при полной их загрузке в системе следует установить аварийный резерв.

Таким образом, рабочие мощности как сезонных, так и регулирующих ГЭС, совмещают различные функции в системе. При указанном выше распределении функций резервирования между сезонными и регулируемыми гидроэлектрическими станциями системы исключается необходимость установления резервной мощности, рассчитанной на потребность всей системы. Сокращение резервной мощности приводит к уменьшению дублирующей мощности системы.

В качестве иллюстрации к сказанному, на фиг. 1 дан годовой график среднемесячных нагрузок и мощностей гидроэнергетической системы, показывающих, что в течение 3 месяцев (апрель — июнь) половодья сезонные гидростанции вытесняют значительную регулируемую мощность, которая может служить дополнительным резервом, обеспечивающим как надежность работы сезонных ГЭС, так и ремонт агрегатов на регулирующих ГЭС системы.

В июле — сентябре месяцах регулирующие гидростанции системы работают по вынужденному ирригационному графику. Сезонные гидростанции в эти и последующие месяцы имеют значительные связанные мощности и не нуждаются в резерве извне. В таких условиях задача сводится к определению потребной величины аварийного резерва только для регулирующих и зарегулированных ГЭС.

Последовательный ход расчета аварийного резерва гидроэнергетической системы с учетом „связанных“ мощностей следующий: по

* Оценка вероятного холостого слива воды во время аварий на сезонных ГЭС может быть проведена в конкретных условиях проектирования.

формулам (4)—(8) определяются аварийная мощность и аварийная недовыработка энергии по системе в целом. Затем, по формулам (4) и (5) определяется вероятный аварийный выход из строя агрегатов только сезонных ГЭС так же, как и в случае всей системы. Определяется аварийная недовыработка энергии сезонных ГЭС по формулам (7) и (8). Здесь вместо T_{cp} — среднее число часов использования установленной мощности для всей системы в целом следует подставлять $T_{cp}^{сез}$ — то же для сезонных гидроэлектростанций.

Учитывая, что „связанные“ мощности не требуют, дополнительно, резерва энергии и в то же время сокращают возможную аварийную недовыработку в системе, фактически недовыработанная, из-за аварий, энергия системы будет равна:

$$\Delta \mathcal{E}_{ав} = \mathcal{E}_{ав_1} - \mathcal{E}_{ав_2}^{сез} \quad (9)$$

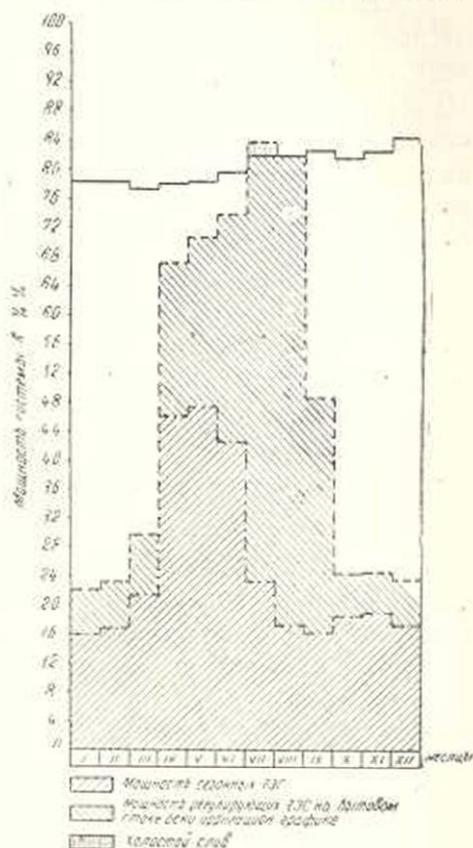
Величина $\Delta \mathcal{E}_{ав}$ представляет собой аварийную недовыработку регулирующих и зарегулированных гидроэлектростанций при выходе из строя той или иной мощности на них.

Устанавливая резервные агрегаты, обеспеченные соответствующим резервом энергии, можно получить значительную надежность системы, которая при различной резервной мощности определится в соответствии с правилом сложения вероятностей несовместимых событий из выражений:

$$Q_0 = 1 - (P_{n(1)} + P_{n(2)} + P_{n(3)} + \dots + P_{n(m)}) = 1 - \sum_{1}^m P_{n(m)}$$

$$Q_{n(1)} = 1 - (P_{n(2)} + P_{n(3)} + P_{n(4)} + \dots + P_{n(m)}) = 1 - \sum_{2}^m P_{n(m)}$$

$$Q_{n(2)} = 1 - (P_{n(3)} + P_{n(4)} + P_{n(5)} + \dots + P_{n(m)}) = 1 - \sum_{3}^m P_{n(m)}$$



Фиг. 1. Годовой график среднемесячных нагрузок и рабочей мощности гидроэнергетической системы.

$$Q_{n(m)} = 1 - (P_{n(k)} + P_{n(k+1)} + \dots + P_{n(m)}) = 1 - \sum_k^m P_{n(m)}. \quad (10)$$

Каждый последующий резервный агрегат используется меньшее число часов в году, чем предыдущий, что приводит к повышению себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии. Можно указать на такой резервный агрегат, число часов использования которого в году составит всего один-два часа. Установка таких агрегатов не может быть оправданной, поэтому следует определить величину аварийного резерва либо задавшись некоторой степенью надежности, основанной на общих соображениях, приемлемых для данной энергосистемы, либо провести энерго-экономическую оценку величины аварийного резерва по одному из существующих методов.

Если для обеспечения высокой надежности работы энергосистемы, скажем 99%, без учета «связанных» мощностей потребовалась бы резервная мощность

$$N_{рез} = N_{ав} = \sum m_k N_{авк},$$

то учет резервирующих способностей «связанных» мощностей позволяет снизить величину системного резерва, приходящегося на долю сезонных ГЭС. Для этого случая величина общесистемного резерва мощности, отнесенная к наиболее напряженному зимнему периоду года, будет равна:

$$N'_{рез} = \frac{N_{раб} - N_{сез}}{N_{раб}} \sum m_k N_{авк}. \quad (11)$$

Здесь $N_{раб}$ — максимальная рабочая мощность системы,

$N_{сез}$ — установленная мощность сезонных ГЭС.

Выше было сказано, что часть мощности сезонных ГЭС, при наличии БСР, круглогодично используется для суточного регулирования в системе. Для надежной работы этой мощности в системе должен быть предусмотрен резерв мощности. В результате величина общесистемного аварийного резерва мощности получается несколько большей, чем по формуле (11), где исключен резерв, приходящийся на долю сезонных ГЭС. Следовательно, величина $N_{сез}$ в формуле (11) должна быть заменена разностью $N_{сез} - N_{сез}^{ник}$, и выражение (11) окончательно запишется так:

$$N'_{рез} = \left(1 - \frac{N_{сез}}{N_{раб}} + \frac{N_{сез}^{ник}}{N_{раб}} \right) \sum m_k N_{авк}. \quad (12)$$

где $N_{сез}^{лик}$ — мощность сезонных ГЭС, участвующая в покрытии пика нагрузки системы.

Сказанное поясним примером. В расчеты принята гидроэнергетическая система, имеющая в своем составе 36 гидрогенераторов различной мощности, из коих 19 установлены на сезонных гидростанциях. Все агрегаты по мощности разбиты на три группы. Первая группа состоит из 12 агрегатов мощностью 23 мвт каждый, вторая из 11 агрегатов по 13 мвт и, наконец, третья группа — 13 агрегатов по 7 мвт. В расчетах принят показатель аварийности p , равный 0,007 годового времени [7].

Результаты расчета при $n = 36$ даны в таблице 1, откуда видно, что если не учитывать «связанные» мощности и их влияние на вероятную недовыработку электроэнергии, то величина последней в системе составляет 15214 тыс. квтч или 0,00695 годовой выработки системы.

Таблица 1

| n | m_1 | m_2 | m_3 | $n-m$ | n_1-m_1 | n_2-m_2 | n_3-m_3 | $P_n(m)$ | $N_{ав}$ мвт | $\Delta_{ав}$ мвтч |
|-----|-------|-------|-------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------|-----------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 12 | 11 | 13 | 0,7733 | 0 | 0 |
| 1 | 1 | 0 | 0 | 35 | 11 | 11 | 13 | 0,0654 | 23 | 6460 |
| | 0 | 1 | 0 | | 12 | 10 | 13 | 0,0599 | 13 | 3350 |
| | 0 | 0 | 1 | | 12 | 11 | 12 | 0,0707 | 7 | 2130 |
| 2 | 2 | 0 | 0 | 34 | 10 | 11 | 13 | 0,00254 | 46 | 502 |
| | 0 | 2 | 0 | | 12 | 9 | 13 | 0,00211 | 26 | 236 |
| | 0 | 0 | 2 | | 12 | 11 | 11 | 0,00299 | 14 | 180 |
| | 1 | 1 | 0 | | 11 | 10 | 13 | 0,00507 | 36 | 850 |
| | 0 | 1 | 1 | | 12 | 10 | 12 | 0,00548 | 20 | 471 |
| 3 | 1 | 0 | 1 | 38 | 12 | 11 | 12 | 0,0059 | 30 | 760 |
| | 3 | 0 | 0 | | 9 | 11 | 13 | 0,0000597 | 69 | 17,7 |
| | 0 | 3 | 0 | | 12 | 8 | 13 | 0,0000446 | 39 | 7,5 |
| | 0 | 0 | 3 | | 12 | 11 | 10 | 0,0000773 | 21 | 6,5 |
| | 2 | 1 | 0 | | 10 | 10 | 13 | 0,000197 | 59 | 50,0 |
| | 2 | 0 | 1 | | 10 | 11 | 12 | 0,000229 | 53 | 62,0 |
| | 1 | 2 | 0 | | 11 | 9 | 13 | 0,000179 | 49 | 37,7 |
| | 1 | 0 | 2 | | 11 | 11 | 11 | 0,00025 | 37 | 39,7 |
| | 0 | 2 | 1 | | 12 | 9 | 12 | 0,000193 | 33 | 27,4 |
| | 0 | 1 | 2 | | 12 | 10 | 11 | 0,000232 | 27 | 26,9 |
| | | | | | | | | 0,9948516 | $T_{исп}=4300$ ч. | 15214,4 |

В таблице 2 даны вероятности аварийного выхода из строя агрегатов только сезонных ГЭС, которые были определены по формулам (4) и (5), а аварийная недовыработка — по формулам (7) и (8). Суммарная аварийная недовыработка в этом случае равна 6455 тыс. квтч. Фактическая недовыработка энергии в системе, учитывая влияние «связанных» мощностей, определится из выражения (9)

$$\Delta_{ав} = 15214 - 6455 = 8859 \text{ тыс. квтч.}$$

Пользуясь формулами (10) и данными таблицы 1, были подсчитаны надежности системы от установки различной резервной мощности

Таблица 2

| m | m_1 | m_2 | m_3 | $n-m$ | n_1-m_1 | n_2-m_2 | n_3-m_3 | $P_n(m)$ | Нав мгвт | Эав мгвтч |
|-----|-------|-------|-------|-------|-----------|-----------|-----------|------------|-------------|--------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 4 | 3 | 12 | 0,8732 | 0 | 0 |
| 1 | 1 | 0 | 0 | 18 | 3 | 3 | 12 | 0,02465 | 23 | 2440 |
| | 0 | 1 | 0 | | 4 | 2 | 12 | 0,0185 | 13 | 1035 |
| | 0 | 0 | 1 | | 4 | 3 | 11 | 0,0738 | 7 | 2220 |
| 2 | 2 | 0 | 0 | 17 | 2 | 3 | 12 | 0,000261 | 46 | 51,6 |
| | 0 | 2 | 0 | | 4 | 1 | 12 | 0,0001305 | 26 | 14,6 |
| | 0 | 0 | 2 | | 4 | 3 | 10 | 0,00286 | 14 | 172,0 |
| | 1 | 1 | 0 | | 3 | 2 | 12 | 0,000521 | 36 | 80,8 |
| | 0 | 1 | 1 | | 4 | 2 | 11 | 0,001565 | 20 | 134,5 |
| 3 | 1 | 0 | 1 | 16 | 3 | 3 | 11 | 0,00208 | 30 | 269 |
| | 3 | 0 | 0 | | 1 | 3 | 12 | 0,00000123 | 69 | 0,37 |
| | 0 | 3 | 0 | | 4 | 0 | 12 | 0,00000307 | 39 | 0,05 |
| | 0 | 0 | 3 | | 4 | 3 | 9 | 0,000101 | 21 | 9,1 |
| | 2 | 1 | 0 | | 2 | 2 | 12 | 0,00000552 | 59 | 1,4 |
| | 2 | 0 | 1 | | 2 | 3 | 11 | 0,000022 | 53 | 5,0 |
| | 1 | 2 | 0 | | 3 | 1 | 12 | 0,00000367 | 49 | 0,77 |
| | 1 | 0 | 2 | | 3 | 3 | 11 | 0,0000807 | 37 | 12,85 |
| | 0 | 2 | 1 | | 4 | 1 | 11 | 0,00001105 | 33 | 1,57 |
| | 0 | 1 | 2 | | 4 | 2 | 10 | 0,0000607 | 27 | 7,05 |
| | | | | | | | | 0,997853 | | 6455,66 |

(табл. 3). Как видно из таблицы 3, рост надежности с увеличением резервной мощности системы значительно ослабляется, что подтверждает правильность сказанного выше о величине аварийного резерва системы.

Таблица 3

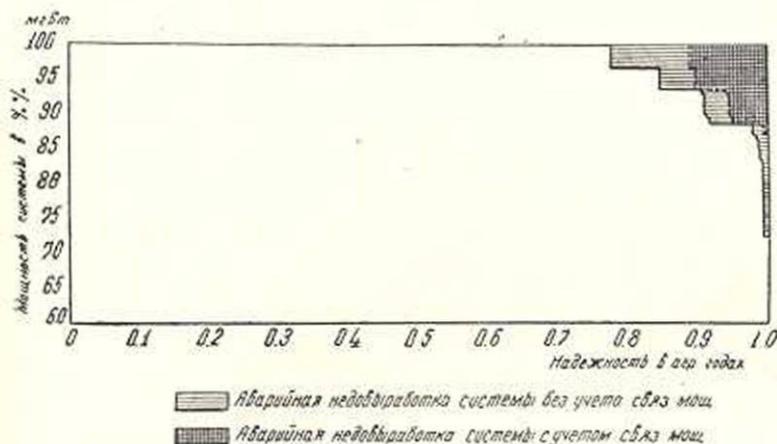
| Резервная мощность в мгвт | Надежность системы | Резервная мощность в мгвт | Надежность системы |
|---------------------------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 7 | 0,844 | 33 | 0,9862823 |
| 13 | 0,9039 | 36 | 0,9913523 |
| 14 | 0,90689 | 37 | 0,9916023 |
| 20 | 0,91237 | 39 | 0,9916469 |
| 21 | 0,9124473 | 46 | 0,9941869 |
| 23 | 0,9778473 | 49 | 0,9943659 |
| 26 | 0,9799573 | 53 | 0,9945949 |
| 27 | 0,9801893 | 59 | 0,9947919 |
| 30 | 0,9860893 | 69 | 0,9948516 |

По данным таблиц 2 и 3 на фиг. 2 построен график надежности системы с учетом и без учета связанных мощностей. График показывает, что надежность системы с учетом связанных мощностей оказывается выше, чем без учета их.

Задавшись некоторой надежностью энергоснабжения в системе, нетрудно определить требуемую величину резервной мощности. Допустим, необходимо обеспечить надежность покрытия нагрузки 99%. Для этого, согласно таблице 3, в системе необходимо установить

36 мвт резервной мощности. При этом не учитываются резервирующие возможности „связанных“ мощностей. Учет „связанных“ мощностей приводит к сокращению потребностей резервной мощности, которая в этом случае определяется по формуле (12):

$$N_{рез} = \left(1 - \frac{N_{сез}}{N_{раб}} + \frac{N_{сез}^{пнк}}{N_{раб}}\right) \sum m_k N_{авк} = \left(1 - \frac{215}{510} + \frac{35}{510}\right) \cdot 36 = 23 \text{ мвт.}$$



Фиг. 2. График надежности системы при авариях различной рабочей мощности.

Таблица 4

$$\frac{N_{сез}}{N_{сист}} = 0,70, \quad Q_n(m) = 99\%$$

| | | | | | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|
| N_c мвт | 95 | 190 | 245 | 360 | 455 |
| $N_{ав}$ мвт | 16,5 | 17,3 | 19,7 | 23,6 | 30,7 |
| $\frac{N_{ав}}{N_c}$ в % | 15,95 | 8,96 | 6,13 | 5,33 | 4,57 |

$$\frac{N_{сез}}{N_{сист}} = 0,5$$

| | | | | | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|
| N_c мвт | 65 | 130 | 175 | 260 | 325 |
| $N_{ав}$ мвт | 11,78 | 12,4 | 14,1 | 16,9 | 21,9 |
| $\frac{N_{ав}}{N_c}$ в % | 14,0 | 8,5 | 6,0 | 4,72 | 4,21 |

(продолжение)

Таблица 4

$$\frac{N_{\text{рез}}}{N_{\text{сист}}} = 0,20$$

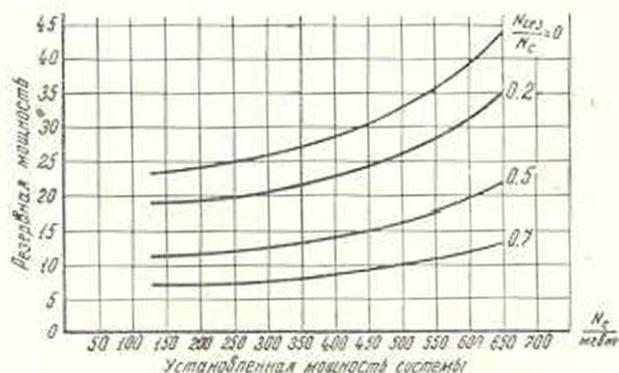
| | | | | | |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|
| N_c МВт | 26 | 52 | 78 | 104 | 130 |
| $N_{\text{ав}}$ МВт | 4,71 | 4,95 | 5,62 | 6,75 | 8,76 |
| $\frac{N_{\text{ав}}}{N_c}$ в % | — | 5,1 | 3,45 | 3,06 | 2,63 |

$$\frac{N_{\text{рез}}}{N_{\text{сист}}} = 0$$

| | | | | | |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| N_c МВт | 130 | 260 | 390 | 520 | 650 |
| $N_{\text{ав}}$ МВт | 23,56 | 24,78 | 28,16 | 33,75 | 43,88 |
| $\frac{N_{\text{ав}}}{N_c}$ в % | 81,1 | 9,53 | 7,22 | 6,5 | 6,45 |

Таким образом, благодаря использованию „связанных“ мощностей в рассматриваемой гидроэнергетической системе удалось значительно сократить потребный резерв мощности и энергии, что в конечном счете приводит к сокращению дублирующей мощности системы.

Для облегчения расчетов, связанных с определением величины аварийного резерва гидроэнергетической системы, целесообразно использовать график зависимости (фиг. 3).



Фиг. 3 Кривые зависимости резервных мощностей от установленной мощности системы.

В расчеты, связанные с построением этих кривых, были приняты гидроэнергетические системы, состоящие из 10, 20, 30, 40 и 50 агрегатов с установленной мощностью системы $N_c = 130, 260, 390, 520$ и

650 мвт соответственно. Кроме того, были допущены следующие случаи: а) система не имеет в своем составе сезонные ГЭС и б) система состоит как из зарегулированных в годичном и многолетнем разрезе гидростанций, так и из сезонных ГЭС, причем отношения мощности последних к установленной мощности системы равны, $N_{сез} : N_{сист} = 0,2; 0,5; 0,7$. Не приводя подробных расчетов, здесь приведена результирующая таблица (табл. 4), в которой даны вероятные резервные мощности для различной мощности энергосистем при различных значениях $N_{сез} : N_{сист}$ и при условии, что надежность системы не меньше 99%. Здесь, однако, не учтены пиковые мощности сезонных ГЭС и поэтому в конкретных условиях расчета значение аварийного резерва, полученное с помощью кривых фиг. 3, следует увеличить на величину $N_{сез}^{пик} : N_{раб}$.

Следует отметить, что построение кривых, подобных представленным на фиг. 3 для различной надежности в системе, скажем 95 99% и т. д., позволит значительно облегчить труд проектировщиков по расчетам величины аварийного резерва. При отношениях $N_{сез} : N_{сист}$, отличных от тех, для которых построены кривые $N_{рез} = f(N_{сист})$, величину резервной мощности можно определить интерполированием промежуточных значений.

В ы в о д ы

1. Учет связанных по воде мощностей дает возможность сократить потребную величину аварийного резерва мощности и энергии в гидроэнергетической системе. Правильное распределение функций резервирования между сезонными и регулируемыми ГЭС позволяет уменьшить величину дублирующей мощности системы без снижения надежности последней.

2. Величина аварийного резерва легко определяется с помощью графика $N_{рез} = f(N_{сист})$, построенного для 99% надежности. С помощью предложенного в этой статье способа можно построить подобные графики для разной степени надежности системы.

Водно-энергетический институт
АН Армянской ССР

Поступило 25 IV 1955

Ս. Գ. Սարգսյան

ՓՈՒԱՐԻՆՎՈՂ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ԱԶԴԵՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀԻԴՐՈԷՆԵՐԳԵՏԻԿ
ՍԻՍՏԵՄԻ ՎՔԱՐԱՅԻՆ ՌԵԶԵՐՎԻ ՄԵԾՈՒԹՅԱՆ ՎՐԱ

Ա Մ Փ Ո Փ Ո Ւ Մ

Հեռագրատեսթյունները ցույց են տվել, որ հիդրոէլեկտրակայաններում ժխապ-
ված հզորութեաններ, որոնք առաջանում են ջրի պահածութեան պատ-
ճառով, զգալի ազդեցութեան ունեն լիթարային սեղերով մեծութեան վրա:

Այդ «կապված» հզորությունը ավյալ հիդրոկայանի սահմաններում կարող է փոխարինել վթարային սեզոնների զգալի մասին և դրանով իսկ փոքրացնել բնականուր սխտեմի սեզոնային հզորությունը: Վթարային սեզոնների կրճատումը բերում է սխտեմի փոխարինվող հզորությունների կրճատմանը: Հոգվածում ցույց է տրվում, որ հիդրոէներգետիկ սխտեմի հուսալի աշխատանքը կապահովվի այն դեպքում միայն, եթե վթարային սեզոնների մեծությունը որոշվի միայն կարգավորող հիդրոկայանների աշխատանքի հուսալիության պահանջներից ելնելով:

Հոգվածում տրվում է նաև վթարային սեզոնների մեծությունը որոշելու եղանակը, նկատի ունենալով սեզոնային հիդրոկայանների «կապված» հզորությունները:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Золотарев Т. Л. Гидроэнергетика, ч. 1. Госэнергоиздат, М.—Л., 1950.
2. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Водохозяйственные расчеты. ГИМИЗ, Ленинград, 1952.
3. Куценов В. А. О распределении резерва мощности в энергосистемах с крупной регулирующей гидростанцией. Известия ВНИИГ им. Веденеева, № 43, 1950.
4. Куценов В. А., Штейнгауз Е. О. Вопросы технико-экономического проектирования крупных гидроэлектростанций в энергосистемах. Госэнергоиздат, М.—Л., 1953.
5. Лапицкий В. И. Влияние объединения энергетических систем на экономику резервной мощности. Труды МИЭИ им. Орджоникидзе, вып. 1, энергетика. Госиздат, «Советская наука», Москва, 1953.
6. Мостков М. А. Введение в системную гидроэнергетику. Изд-во АН Грузинской ССР, Тбилиси, 1954.
7. Саркисян С. Г. Определение показателя аварийности оборудования ГЭС в гидроэнергетических системах. Известия АН Армянской ССР (серия ФМЕТ наук), т. VII, № 3, 1954.
8. Саркисян С. Г. К вопросу об определении аварийного резерва в энергетической системе. Известия АН Армянской ССР (серия ФМЕТ наук), т. VII, № 6, 1954.
9. Фельдман М. П. Гарантированные мощности и энергия гидроэлектрических станций. Проблемы регулирования стока, вып. 5, 1952.