

ПЛАНИРОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ ДЛИТЕЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

А. Ю. Александровский¹, П. С. Борщ²

¹Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
ayaleksand@mail.ru

²ОАО «НИИЭС», Москва, Россия, pborsch@mail.ru

Представлена модель планирования выработки электроэнергии на второй квартал с учетом стокообразующих, атмосферных и природных факторов на примере Нижегородской ГЭС.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции (ГЭС) являются одними из основных генерирующих установок, производящих электрическую энергию. Они обладают целым рядом особенностей, которыми объясняется пристальное внимание, уделяемое им во всем мире, в том числе и в России. К таким особенностям относятся следующие:

1. использование возобновляемых источников энергии, что делает ГЭС наиболее надежными и экономически эффективными;

2. высокая маневренность оборудования и способность практически мгновенно принимать и сбрасывать нагрузку, что позволяет использовать ГЭС с наибольшей эффективностью при покрытии зоны переменной части графика нагрузки;

3. низкая себестоимость электроэнергии, производимой на гидроэнергетических установках, которая объясняется как низкими эксплуатационными издержками благодаря высокому уровню автоматизации процесса производства электрической энергии, так и относительно низким расходом электроэнергии на собственные нужды.

При этом объем выработки электроэнергии позволяет ежегодно экономить сотни миллионов тон условного топлива.

Большинство ГЭС входят в состав двух систем – энергетической и водохозяйственной, обеспечивая при этом развитие многих отраслей народного хозяйства. Поэтому планирование выработки электроэнергии ГЭС неотъемлемо связано с водохозяйственной деятельностью и в конечном итоге определяется особенностью режима рек, спецификой водохозяйственных систем и их целевым назначением.

В настоящее время методики планирования выработки электроэнергии ГЭС основаны на данных об объеме притока воды в бассейны рек и являются краткосрочными прогнозами, так как значения объема притока становятся известными с малой заблаговременностью. Цель данной работы – выбор и апробация модели планирования выработки электрической энергии на Нижегородской ГЭС для второго квартала на основе данных, известных на момент составления прогноза.

Нижегородская ГЭС расположена на р. Волге у г. Заволжье в Городецком районе Нижегородской области и является четвертой ступенью Волжско-Камского каскада. Установленная мощность Нижегородской ГЭС – 520 МВт, а среднегодовая выработка – 1,513 млрд кВт ч. Как и другие станции Волжско-Камского каскада, Нижегородская ГЭС активно используется для работы в пиковой части графика энергосистемы, также ее агрегаты периодически работают в режиме синхронного компенсатора, повышая качество работы энергосистемы в целом. Плотина Нижегородской ГЭС образует Горьковское водохранилище, расположенное в Ярославской, Костромской, Ивановской и Нижегородской областях. Площадь водохранилища – 1590 км², объем – 8,71 км³, средняя глубина – 3,65 м, максимальная – 22 м, длина – 427 км, ширина – до 16 км.

Условия формирования весеннего стока заметно изменяются по территории бассейна Горьковского водохранилища. Обычно учет неоднородности условий формирования половодья осуществляется путем разбиения всей рассматриваемой территории на ряд районов, для каждого из которых условия формирования весеннего стока допустимо рассматривать как одинаковые.

Для учета пространственной неоднородности формирования стока территории водосборов крупных рек или водохранилищ обычно представляются в виде совокупности однородных районов, для каждого из которых находится свое прогностическое уравнение.

Как правило, получаемые прогностические зависимости носят локальный характер и устанавливаются для водосбора конкретной реки, но если для рассматриваемой территории характерна некоторая однородность физико-географических условий формирования стока, то они могут устанавливаться на основе данных по ряду бассейнов.

На практике оказывается, что для разных территорий влияние одних предикторов более изменчиво, чем других, что затрудняет выделение однородных районов. В связи с этим может быть поставлена задача разработки методов прогнозирования на основе обобщения информации, используемой для выпуска прогноза, по различным для разных предикторов территориям. Например, информация о снегозапасах может обобщаться по большим территориям, чем о влажности или льдистости почвы.

Возможны различные подходы к выделению районов и их количества. В данной работе Горьковское водохранилище было поделено на четыре района с учетом ландшафтно-географических особенностей нечерноземной зоны европейской территории России. Площади районов водосбора Горьковского водохранилища приведены в табл. 1 [6].

Таблица 1. Площади районов водосбора Горьковского водохранилища

Номер района	1	2	3	4
Площадь территории района, км ²	17 000	25 000	12 000	25 000

Для получения расчетной модели планирования выработки электрической энергии во втором квартале на Горьковской ГЭС на основе учета атмосферных и стокообразующих факторов был выбран период с 1974 по 1998 г. При этом использовались ежегодные данные о запасе воды в снежном покрове и значения

глубины промерзания почвы с еженедельной частотой измерения с января по март. Оценка качества расчетной модели проводилась на основе статистических методов с 2000 по 2005 г.

При этом на территории водосбора Горьковского водохранилища имеется достаточное количество метеорологических станций, перечень которых представлен в табл. 2.

Таблица 2. Перечень метеостанций водосбора Горьковского водохранилища

№	Наименование станции	Область	Индекс	№ района	Примечание
1	Данилов	Ярославская	27235	3	
2	Тутаев	Ярославская	27229	1	
3	Ярославль	Ярославская	27331	1	
4	Кострома	Костромская	27333	1	Не использ.
5	Ростов	Ярославская	27329	1	
6	Приволжск	Ивановская	27344	1	
7	Буй	Костромская	27242	2, 3	
8	Кологрив	Костромская	27164	2	
9	Мантурово	Костромская	27260	2, 4	Не использ.
10	Галич	Костромская	27243	3, 4	
11	Чухлома	Костромская	27157	2, 4	
12	Макарьев	Костромская	27259	4	
13	Кинешма	Ивановская	27346	4	
14	Юрьево	Ивановская	27355	4	
15	Пыщуг	Костромская	27174	2	
16	Николо-Полома	Костромская	27252	4	
17	Шарья	Костромская	27271	2, 4	Не использ.
18	Никольск	Вологодская	27066	2	Не использ.

Данные о соответствии метеостанций районам, выделенным на территории водохранилища, приведены в табл. 3.

Таблица 3. Наличие метеостанций на территории районов Горьковского водохранилища

Номер района	1	2	3	4
Количество метеостанций	5	7	3	8
Количество метеостанций, данные которых использованы при разработке метода прогноза	4	4	3	6

Процесс формирования весеннего стока может быть описан с различной степенью детализации. Наиболее детальное описание обычно делается в математических моделях формирования стока, использующих в качестве входной информации метеорологические данные. В методах долгосрочного прогноза весеннего стока и притока воды обычно ограничиваются использованием прогностических физико-статистических зависимостей прогнозируемого элемента от определяющих его значение гидрометеорологических факторов.

Аналогично, на основании подобных физико-статистических зависимостей составлялась расчетная модель планирования выработки электроэнергии во втором квартале. При этом рассматривалось влияние основных стокообразующих факторов (которые чаще всего используются в практике гидрологического прогнозирования для зоны умеренного климата европейской части России, а именно: показатель количества влаги, поступающей на водосбор в период весеннего половодья, и глубина промерзания почвогрунтов) и атмосферных. Т.е. рассматривалось влияние запаса воды в снежном покрове, промерзания почвы в первом квартале (на момент составления прогноза) и макроциркуляционных процессов атмосферы на величину выработки электроэнергии на ГЭС [4, 7].

Максимальное значение запаса воды в снежном покрове – S (мм). Значение S рассчитывалось как среднее взвешенное максимальных снегозапасов, рассчитанных для залесенной и открытой частей района:

$$S = S_{\text{п}} * (1-w) + S_{\text{л}} * w, \quad (1)$$

где w – залесенность района в долях его площади; п и л – индексы полевой и лесной частей водосбора. Значение промерзания почвы определялось аналогично. Таким образом, прогнозные уравнения должны описывать зависимость выработки электроэнергии во втором квартале Y от показателей S , H и коэффициентов разложения поля давления по естественным ортогональным функциям. В данной работе использовалась множественная линейная корреляция с пошаговым регрессионным анализом для выявления прогностических зависимостей. Другими словами, если переменная Y зависит от нескольких переменных: $X_1, X_2, \dots, X_n$, то для каждой реализации Y справедливо:

$$Y - \bar{Y} = C_1(X_1 - \bar{X}_1) + C_2(X_2 - \bar{X}_2) + \dots + C_n(X_n - \bar{X}_n) \quad (2)$$

При нахождении коэффициентов регрессии в уравнении (2) был использован метод наименьших квадратов [5].

При нахождении прогностического уравнения было выполнено три этапа апробации методики планирования выработки электрической энергии:

1. Стокообразующих факторов (запас воды в снежном покрове, промерзание почвы).
2. Атмосферных факторов.
3. Стокообразующих и атмосферных факторов.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГЭС ВО ВТОРОМ КВАРТАЛЕ НА ОСНОВЕ СТОКООБРАЗУЮЩИХ ФАКТОРОВ

В первом варианте структуры модели планирования учитывалось только влияние запаса воды в снеге и глубины промерзания почвы в первом квартале на всей площади Горьковского водохранилища на выработку электроэнергии ГЭС во втором квартале. Для определения прогнозного уравнения был использован метод аппроксимации. В качестве аппроксимирующих выражений использовались следующие зависимости:

$$y = b_0 + \alpha_1 * x_1, \quad (3)$$

$$y = \alpha_1 * x_1^2 + \alpha_2 * x_2^2 + \alpha_3 * x_1 + \alpha_4 * x_2 + b_0.$$

Для определения коэффициентов аппроксимирующих выражений применялся метод наименьших квадратов. В дальнейшем для определения наиболее приемлемого вида математической модели необходимо было определение значений коэффициентов уравнений (3) и сравнение значений y , полученных по аппроксимирующему уравнению, с экспериментальными значениями.

По методу наименьших квадратов требование наилучшего согласования зависимости $y=f(x)$ и экспериментальных точек сведено к тому, чтобы сумма квадратов отклонений экспериментальных точек от сглаживающей кривой обращалась в минимум, т.е. [1]:

$$\sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 = \min \quad (4)$$

В результате были получены зависимости для различных дат замера запаса воды в снеге и промерзания почвы. Расчет же планируемой выработки электроэнергии Нижегородской ГЭС проводился по данным на 28 февраля, так как по данным службы прогнозов принято считать, что значение величины запаса воды в снежном покрове на данную дату максимально. Такой же расчет был выполнен и на 31 марта, так как планирование выработки электроэнергии на ГЭС на эту дату проводится с минимальной заблаговременностью. В результате, на 28 февраля было выбрано прогнозное уравнение:

$$y = 0,011x_1^2 + 2.738x_2^2 - 8.890x_1 - 259.104x_2 + 7360.825. \quad (5)$$

В данном уравнении y – выработка электроэнергии на Нижегородской ГЭС во втором квартале; x_1 – величина запаса воды в снежном покрове на 28 февраля, мм; x_2 – значение глубины промерзания почвы, см.

На рис. 1 представлены прогнозные и фактические значения выработки электроэнергии Нижегородской ГЭС во втором квартале на основании данных о величине запаса воды в снежном покрове и глубине промерзания почвы.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НИЖЕГОРОДСКОЙ ГЭС ВО ВТОРОМ КВАРТАЛЕ НА ОСНОВЕ АТМОСФЕРНЫХ ФАКТОРОВ

Первым шагом методики планирования выработки электроэнергии во втором квартале на Нижегородской ГЭС было выявление значимых точек значений геопотенциала Северного полушария методом дискриминантного анализа. На начальном этапе был выбран уровень барического поля, при котором проводились вычисления ($H=100$ мб и $H=500$ мб), и месяц проведения вычислений. Для определения характера протекания синоптических процессов расчеты проводились последовательно для двух месяцев, а именно – для января и февраля. Были получены коэффициенты близости d_i^{*2} , на основании которых выбирались области полей с высокими значениями данных коэффициентов.

Значение коэффициентов близости выбиралось не ниже 0,6; а количество точек для проведения дальнейших расчетов – не меньше 15. Разложение выбранных полей проводилось по естественным ортогональным функциям, т.е. находились разложения, имевшие оптимальную сходимость. Далее были получены собственные функции данной совокупности полей или их естественные составляющие. Затем находилось уравнение регрессии для зависимости выработки Нижегородской ГЭС от коэффициентов разложения, полученных при разложении поля аномалии барического поля (для уровня геопотенциала $H=100$ мб и $H=500$ мб) [2]:

$$y = 2,8051^{100} X_2^1 - 0,9112^{100} X_5^1 + 452,3426 \quad (6)$$

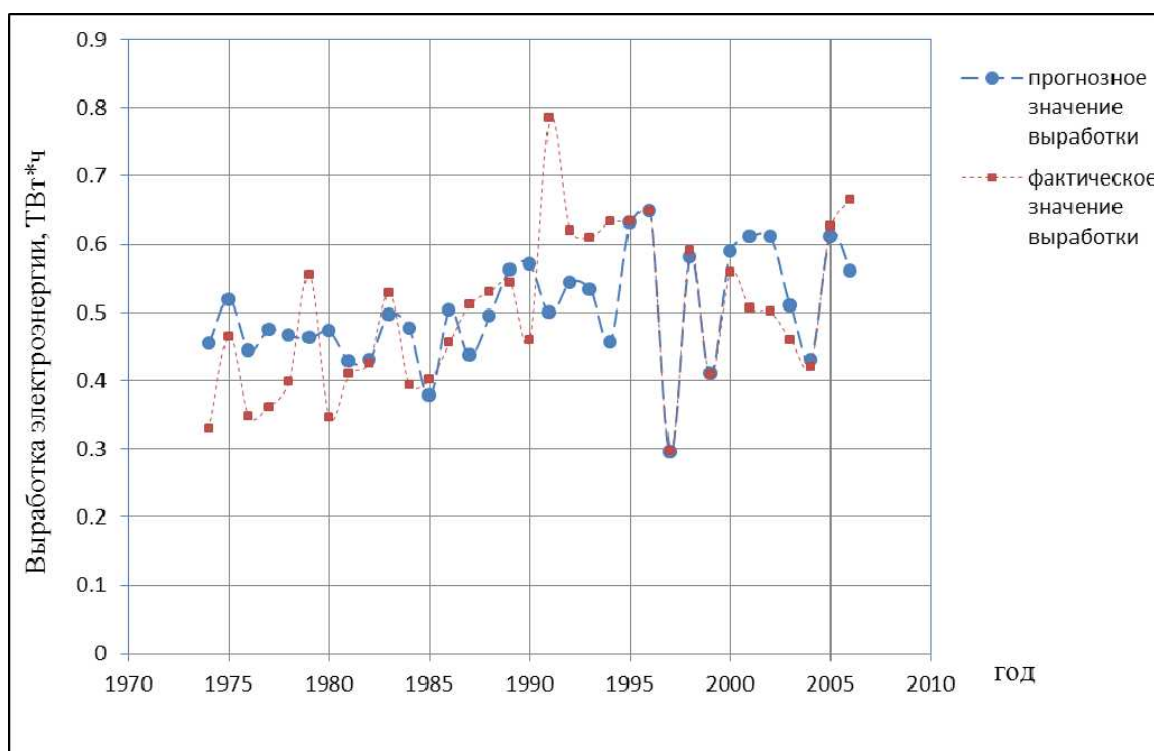


Рис. 1. Значение фактической и прогнозной выработки электроэнергии на Нижегородской ГЭС во втором квартале, рассчитанной на основе данных о запасе воды в снежном покрове и глубине промерзания почвы на 28.02.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГЭС НА ОСНОВЕ СТОКООБРАЗУЮЩИХ И АТМОСФЕРНЫХ ФАКТОРОВ

Уравнение планирования выработки электроэнергии на Нижегородской ГЭС во втором квартале на основе данных о величине запаса воды в снежном покрове и величине промерзания почвы в первом квартале было определено аналогично предыдущим этапам, исходя из имеющихся данных о запасе воды в снежном покрове, глубине промерзания почвы и коэффициентах разложения барического поля, полученных ранее.

В результате было получено уравнение выработки электрической энергии при одновременном учете запаса воды в снежном покрове, глубины промерзания почвы и значения особенностей атмосферной циркуляции давления на 28.02 для Нижегородской ГЭС следующего вида:

$$y = 0,0124 x_1^2 + 0,0176 x_2^2 - 3,7828 x_1 - 4,1851 x_2 - 0,6411^{100} X_4^1 + 897,9071 \quad (7)$$

Мерой адекватности регрессионной модели служило отношение S/σ – коэффициент эффективности прогноза, где S – стандартная ошибка расчета, рассчитанная по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (W_i - \bar{W})^2}{n}}, \quad (8)$$

σ – стандартное отклонение самого ряда значений выработки электрической энергии, определяемое по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (W_i - \bar{W})^2}{n}} \quad (9)$$

В данных уравнениях W_i – фактическое значение выработки электроэнергии, $\bar{W}$ – среднее значение из фактических величин выработки электроэнергии, $\bar{W}$ – прогнозные значения выработки. Если $S/\sigma \leq 0,80$, то расчетное уравнение можно отнести к прогностическим уравнениям с приемлемой степенью точности [3].

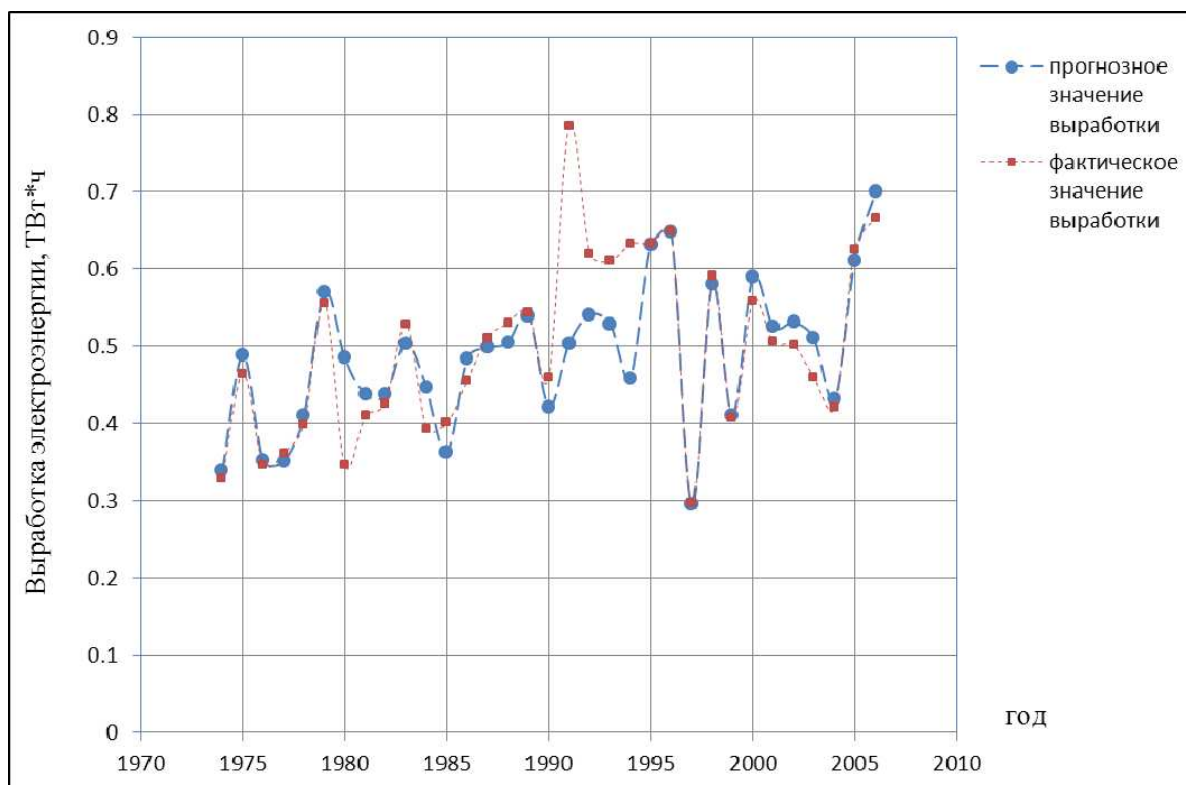


Рис. 2. Значения фактической и прогнозных выработок электроэнергии Нижегородской ГЭС во втором квартале, рассчитанных на основе совместного учета данных о запасе воды в снеге, глубине промерзания почвы и атмосферной циркуляции на 28.02.

В результате, для полученного уравнения (7) планирования выработки электроэнергии для второго квартала на основании данных о запасе воды в снежном покрове, глубине промерзания почвы и атмосферной циркуляции на момент составления прогноза (т.е. в первом квартале), коэффициент эффективности $S/\sigma = 0,52$. Результаты фактической и прогнозных выработок электроэнергии Нижегородской ГЭС во втором квартале на основе совместного учета данных о запасе воды в снеге, глубине промерзания почвы и атмосферной циркуляции на 28.02 представлены на рис. 2.

ВЫВОДЫ

1. Разработана модель планирования выработки электроэнергии на ГЭС на основе использования стокообразующих, атмосферных и природных факторов, позволяющая при допустимой точности прогноза повысить его заблаговременность.
2. Выполненные расчеты плановой выработки электроэнергии во втором квартале на примере работы Нижегородской ГЭС подтвердили приемлемую точность прогноза. Для повышения точности прогноза выработки электроэнергии на ГЭС, целесообразно учитывать особенности каскадной схемы работы Нижегородской ГЭС совместно с Рыбинской ГЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баврин И.И., Матросов В.Л. Общий курс высшей математики: Учебник для студентов физ.-мат. спец. Вузов.- М.: Просвещение, 1995.
2. Багров Н.А. Аналитическое представление последовательности метеорологических полей посредством естественных ортогональных составляющих.- Труды ЦИП, 1959, вып.74, с.3-74
3. Наставление по службе прогнозов. Раздел 3. Часть I. – Л.: Гидрометеиздат, 1962
4. Руководство по гидрологическим прогнозам. Вып.1 Долгосрочные прогнозы элементов водного режима рек и водохранилищ. – Л.: Гидрометиздат, 1989г.
5. Статистические методы в гидрологии / Рождественский А.В., Чеботарев А.И.. Л.: Гидрометеиздат, 1974
6. Физико-географическое районирование Нечерноземного центра, ред. Н.Л. Гвоздецкий, В.П. Жучкова, 1963, изд. МГУ им. М.В. Ломоносова, 451 с.
7. Юдин М.И. Физико-статистический метод долгосрочных прогнозов. – Л.: Гидрометиздат, 1968. – 234 с.