

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА

С.С. Труфакин¹, В.И. Пантелеев², Е.А. Совбан³, А.Г. Русина⁴

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ
Россия, 660020, г. Красноярск, ул. Петра Подзолкова, 3г

²ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79

³Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
Россия, 650991, г. Кемерово, ул. Кузбасская, 29

⁴ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Россия, 630073, г. Новосибирск, пр-т К.Маркса, 20

***Аннотация.** Структура установленной мощности ОЭС Сибири характеризуется значительной долей мощностей гидроэлектростанций. В связи с высоким влиянием режимов гидроэлектростанций на эффективность работы объединенной энергосистемы при планировании требуется учитывать все технические и экономические особенности ее работы. Актуальной является задача повышения эффективности планирования режимов работы гидроэлектростанций как для обеспечения надежности функционирования объединенной энергосистемы, так и для минимизации суммарной стоимости электроэнергии. С точки зрения повышения эффективности деловых процессов актуальной также является задача автоматизации водно-энергетических расчетов. Применение оптимизационных методов позволит более эффективно решать эти задачи.*

***Ключевые слова:** гидроэлектростанция, каскад гидростанций, планирование режимов работы ГЭС, оптимизация режимов ГЭС.*

В настоящее время процессы долгосрочного планирования электроэнергетического режима и согласования графика ремонтов сетевого оборудования в энергосистемах с большой долей гидроэлектростанций (ГЭС) являются трудоемкой задачей в связи с отсутствием единого средства, объединяющего возможности расчета как электрического, так и водно-энергетического режима. Такие расчеты осуществляются в несколько итераций с привлечением специалистов разных направлений. Для определения возможности реализации того или иного ремонта сначала рассчитывают, как правило, три варианта режима работы ГЭС (различная водность года), после чего накладывают ограничения по электрической сети, минимальные нагрузки тепловых станций с учетом статистики потребления на

Труфакин Сергей Сергеевич, главный специалист отдела балансов мощности, электроэнергетики и статистики службы энергетических режимов и балансов.

Пантелеев Василий Иванович (д.т.н., проф.), директор политехнического института, заведующий кафедрой «Электротехнические комплексы и системы».

Совбан Екатерина Андреевна, специалист 1-й категории отдела оперативного планирования службы оперативного планирования режимов.

Русина Анастасия Георгиевна (д.т.н., доц.), профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы».

выбранный период расчета. Результатом отдельного расчета могут явиться как сложно реализуемые ремонты сетевого оборудования, так и неоптимальные, с точки зрения максимальной выработки электроэнергии, режимы ГЭС.

Также наблюдается отсутствие единого подхода к определению энергетических показателей режимов работы ГЭС при подготовке информации для расчетов КОМ (расчет стоимости мощности для электростанций – субъектов оптового рынка) и балансов ФАС (расчет стоимости электроэнергии для населения, стоимости мощности электростанций, поставляемых мощность в вынужденном режиме, стоимости электроэнергии по двухсторонним договорам).

Для решения данных задач рассмотрим возможности оптимизационных моделей. Применение оптимизационных методов при расчете режимов ГЭС способствует определению более экономичных режимов энергосистемы и экономии труда и времени технологов по сравнению с ручным расчетом. Кроме того, оптимизационные модели позволяют вводить режим в допустимую область, что при многих зачастую противоречивых ограничениях является очень сложной и трудоемкой задачей. В рамках данной статьи рассмотрим математические модели ГЭС для оптимизационных расчетов. Опишем основные функциональные особенности методов оптимизации, выделив преимущества и недостатки, и дадим рекомендации по разработке программного обеспечения.

При рассмотрении особенностей структуры оптимизационных моделей ГЭС можно выделить два их основных типа:

– «Оптимизация одиночной ГЭС» – применяется либо при наличии только одной ГЭС в энергосистеме, либо при «слабых» связях по водному режиму в каскаде;

– «Совместная оптимизация каскада ГЭС» – когда режимы работы ГЭС в каскаде оказывают значительное влияние друг на друга.

При рассмотрении Ангаро-Енисейского каскада ГЭС определим структуру оптимизационной модели, основанную на степени регулирования водохранилища и особенностях каждой ГЭС.

Енисейский каскад: Саяно-Шушенская ГЭС, Майнская ГЭС, Красноярская ГЭС – оптимизационные модели одиночных ГЭС для каждой электростанции каскада. Выбор обуславливается большим отличием в напорах (удельных расходах) представленных ГЭС. Саяно-Шушенская ГЭС с расчетным напором 194 м значительно превышает напоры Красноярской ГЭС – 93 м, Майнской ГЭС – 16,7 м, т. е. удельный прирост выработки электроэнергии на Саяно-Шушенской ГЭС гораздо выше остальных и соответственно увеличение ее выработки электроэнергии будет всегда значительно выше уменьшения выработки электроэнергии на остальных ГЭС за счет изменения расхода на Саяно-Шушенской ГЭС.

Ангарский каскад: Иркутская ГЭС – оптимизационная модель одиночной ГЭС; Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Богучанская ГЭС – оптимизационная модель каскада, так как Усть-Илимская и Богучанская ГЭС имеют водохранилища малого объема и работают в режиме пропуска расходов Братской ГЭС, поэтому ограничения, накладываемые на режимы БоГЭС и УИГЭС, транслируются и на режим БрГЭС.

Рассмотрим два метода оптимизации: градиентный метод и метод динамического программирования.

Градиентный метод

Это довольно часто используемый метод оптимизации режимов энергетиче-

ских систем, основанный на расчете градиент-вектора и поиске оптимального значения с использованием фиксированного или оптимального шага поиска. Опишем градиент-вектор оптимизационной модели каскада ГЭС:

$$\nabla E = \frac{\partial E}{dY},$$

где E – интегральная выработка ГЭС; Y – вектор независимых переменных (подбираемые в ходе оптимизации параметры – расходы $Q_{i,j}$, в которой i – номер расчетного интервала, j – номер электростанции или водохранилища в каскаде).

Распишем частную производную:

$$\frac{\partial E}{\partial Q_{i,j}} = \frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} + \sum_{i=i+1}^{k-1} \frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} + \frac{\partial E_{k,j}}{\partial Q_{i,j}} + \sum_{i=i}^k \sum_{j=j+1}^n \frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}}. \quad (1)$$

Уравнение показывает, что если в интервале I изменить расход на ∂Q , то это вызовет изменение выработки этой ГЭС на ∂E . За счет изменения стока на этом интервале произойдет изменение отметок водохранилища и напора в последующих интервалах, изменение напора приведет к изменению выработки этой же ГЭС. В последнем балансирующем k -том интервале режим вынужденный, который будет также зависеть от ∂Q и режима в предыдущих интервалах. Также изменение ∂Q приведет к изменению отметок и напоров на нижележащих станциях, изменение напора приведет к изменению выработки других ГЭС.

Представим составляющие уравнения (1) производными, полученными дифференцированием явных функций:

$$\frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} = q_{i,j} + Q_{i,j} \frac{\partial q_{i,j}}{\partial H_{i,j}} \left(\frac{\partial Zvb_{i,j}}{2 \cdot \partial Q_{i,j}} - \frac{\partial Znb_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} \right) \cdot T_{i,j} \cdot 24/1000; \quad (2)$$

$$\sum_{i=i+1}^{k-1} \frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} = \sum_{i=i+1}^{k-1} \left(Q_{i,j} \cdot \frac{\partial q_{i,j}}{\partial H_{i,j}} \frac{\partial Zvb_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} \cdot T_{i,j} \cdot 24/1000 \right); \quad (3)$$

$$\frac{\partial E_{k,j}}{\partial Q_{i,j}} = q_{k,j} + Q_{k,j} \frac{\partial q_{k,j}}{\partial H_{k,j}} \left(\frac{\partial Zvb_{k,j}}{\partial Q_{k,j}} - \frac{\partial Znb_{k,j}}{\partial Q_{k,j}} \right) \cdot T_{k,j} \cdot 24/1000; \quad (4)$$

$$\sum_{i=i}^k \sum_{j=j+1}^n \frac{\partial E_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} = \sum_{i=i}^k \sum_{j=j+1}^n \left(Q_{i,j} \frac{\partial q_{i,j}}{\partial H_{i,j}} \frac{\partial Zvb_{i,j}}{\partial Q_{i,j}} \cdot T_{i,j} \cdot 24/1000 \right), \quad (5)$$

где q – удельный расход; Q – расход; $\frac{\partial q}{\partial H}$ – производная, определяемая из характеристики удельного расхода; $\frac{\partial Zvb}{\partial Q}$ – производная, определяемая из объемной характеристики водохранилища; $\frac{\partial Znb}{\partial Q}$ – производная, определяемая из характеристики горизонтов и расходов; T – время интервала, сут.

Учет ограничений

В реальных расчетах режимов ГЭС специалистам приходится иметь дело со множеством различных ограничений как по водному режиму, так и по электрическому, поэтому формируется некоторая многомерная область допустимых значений. При многообразии ограничений и нелинейном характере влияния удобно применять метод проекции градиента, т. е. производится зигзагообразный обход границ допустимой области (рис. 1).

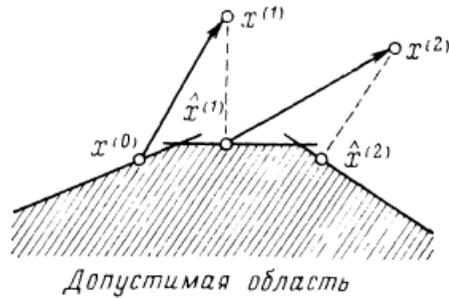


Рис. 1. Графическая интерпретация метода проекции градиента

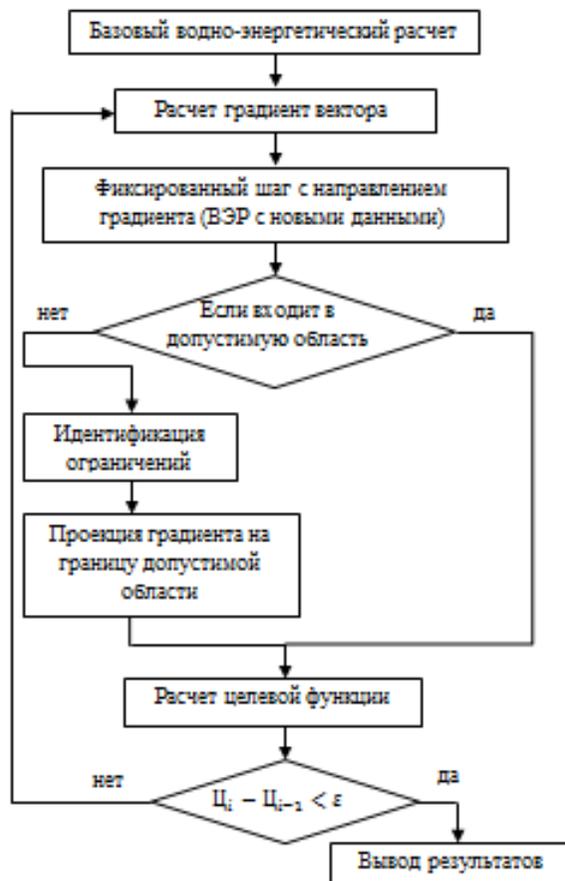


Рис. 2. Структура алгоритма оптимизации (градиентный метод)

Основной задачей в проектировании точки X на поверхность ограничений является поиск такой новой точки X' на ограничениях, расстояние которой до точки X будем минимальным.

При проекции градиента необходимо понимать, каким образом будет достигнут поиск нового значения X' . Для этого выделим несколько отличных друг от друга способов:

– «срезка» значений – уменьшение значения некоторых параметров до граничных значений. Такой способ применяется для ограничений по максимальной выдаче активной мощности или максимальному турбинному расходу, т. е. для ограничений, не влияющих на параметры последующих интервалов;

– градиентный спуск. Это, по сути, та же оптимизация, т. е. поиск нового значения X' на основании того же градиента, только в обратном направлении.

На основании описанных основных компонентов алгоритма оптимизации, основанного на градиентном методе, представим обобщенную структуру алгоритма (рис. 2).

Преимуществами градиентного метода являются быстрота поиска оптимального значения, возможность внедрения в существующие программные комплексы без нарушения единой логики оптимизационных расчетов. Основными недостатками являются сложность математической модели и применение дополнительных способов ввода параметров в допустимую область.

Метод динамического программирования

Метод динамического программирования относится к методам нелинейного программирования. Его особенностью является возможность решения задач с дискретными переменными, многоэкстремальных задач и задач при разрывах функции. Сущность метода состоит в замене одной задачи со многими переменными множеством последовательно решаемых задач с существенно уменьшенным числом переменных. Оптимизация многошагового процесса осуществляется с использованием принципа оптимальности Белмана: «Оптимальное поведение обладает тем свойством, что каково бы ни было первоначальное состояние и первоначальное решение, последующее решение должно определять оптимальное поведение относительно состояния, полученного в результате первоначального решения».

Процесс динамического программирования можно вести от начала к концу и наоборот. В первом случае в процедуру решения вовлекаются последовательно все переменные, определяя при этом условно-оптимальные решения на каждом шаге, т. е. то управление, которое надо применить на j -том шаге, если $(j-1)$ закончился определенным образом. После этого определяются уже не условные, а действительно оптимальные управления на каждом шаге при движении в обратном направлении (от конечного состояния).

Таким образом, в процессе оптимизации методом динамического программирования многошаговый процесс проходит дважды:

– первый раз в прямом направлении (прямой ход), в результате чего находятся условно-постоянные управления на каждом шаге;

– второй раз в обратном направлении, в результате чего находятся уже оптимальные управления на всех шагах (обратный ход).

Преимуществами метода динамического программирования являются простота и прозрачность математической модели, отсутствие возможности несходи-

мости расчета, поиск безусловного оптимального значения (в зависимости от точности шага). Недостатком является большая длительность расчета прямого и обратного хода.

При реализации программного комплекса или его части по совместной оптимизации электрических и водно-энергетических длительных режимов энергосистем предлагается использовать следующий алгоритм программы.

Определяется оптимальный водно-энергетический режим ГЭС без ограничений по электрической сети (длительный процесс расчета, прямой и обратный ход).

Технолог определяет схему электрической сети или максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях, используя график ремонтов.

Оптимальный режим ГЭС, рассчитанный на первом этапе, вводится в допустимую область электрических режимов путем выбора наиболее близких к оптимальным показателей режима ГЭС из «матриц безусловной оптимизации».

На основании описанных основных компонентов алгоритма оптимизации, основанного на методе динамического программирования, представим обобщенную структуру алгоритма (рис. 3).

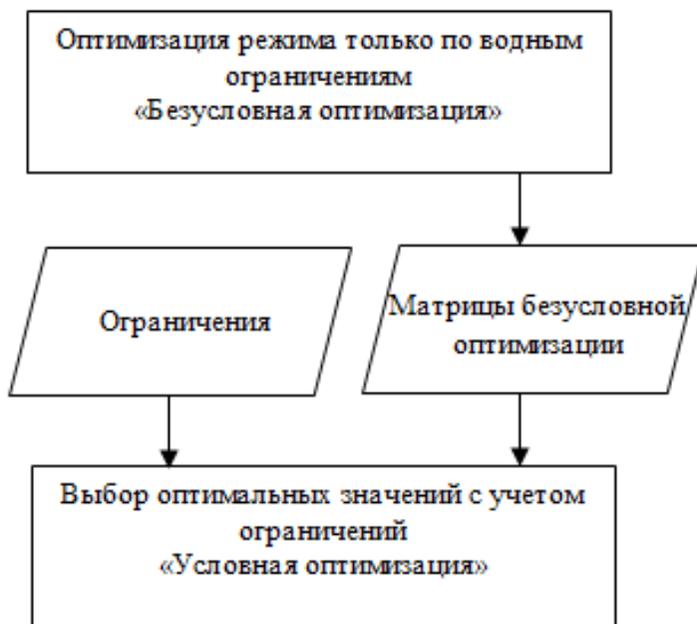


Рис. 3. Структура алгоритма оптимизации (динамическое программирование)

Особенностью представленного алгоритма является независимость первоначально рассчитанного оптимального режима («безусловная оптимизация») от ограничений по электрической сети. Но в расчетах с каскадом ГЭС эта независимость нарушается и приходится либо пересчитывать «матрицы безусловной оптимизации», либо разрабатывать подход, в котором сначала рассчитываются оптимальные режимы вышележащих ГЭС в каскаде, а после нижележащих.

Выводы

Рассмотрены основные методы реализации программных комплексов по оптимизации режимов энергосистем с ГЭС или отдельно водно-энергетических режимов ГЭС, описаны преимущества каждого.

Градиентный метод. Преимущества: быстрота поиска оптимального значения, возможность внедрения в существующие программные комплексы без нарушения единой логики оптимизационных расчетов. Недостатки: сложность математической модели и применение дополнительных способов ввода параметров в допустимую область.

Метод динамического программирования. Преимущества: простота и прозрачность математической модели, отсутствие возможности несходимости расчета, поиск безусловного оптимального значения (в зависимости от точности шага). Недостатки: большая длительность расчета.

Также для алгоритма, построенного на методе динамического программирования, выделена особенность, которая делает метод привлекательным для использования в задачах расчета длительных электроэнергетических режимов энергосистем с ГЭС. Заключается она в том, что после однократного расчета оптимального режима ГЭС без ограничений по электрической сети или с базовыми ограничениями последующие расчеты с ограничениями по электрической сети проходят гораздо быстрее путем выбора значений из уже готовых результатов оптимизации. Однако для применения алгоритма в модели каскада ГЭС необходимо прорабатывать подходы к поочередному расчету режимов ГЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Цветков Е.В., Алябышева Т.М., Парфенов Л.Г.* Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 303 с.
2. *Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г.* Гидроэнергетика. – Изд. 3-е, перераб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 620 с.
3. *Асарин А.Е., Бестужева К.Н.* Водноэнергетические расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.
4. *Русина А.Г., Совбан Е.А., Труфакин С.С.* Задачи оптимального использования гидроэлектростанций в ЭЭС // 3-я Междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2012. – С. 519–524.
5. *Труфакин С.С., Русина А.Г., Совбан Е.А.* Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Казань, 2016. – № 9-10. – С. 105–111.

Статья поступила в редакцию 10 декабря 2017 г.

LONG-TERM HPP MODE OPTIMIZATION OF THE ANGARA-YENISEI CASCADE

S.S. Trufakin¹, V.I.Panteleev², E.A. Sovban³, A.G. Rusina⁴

¹JSC «SO UPS» Krasnojarsk RDD
3g, Petra Podzolkova st., Krasnojarsk, 660020, Russian Federation

²Siberian Federal University
79, Svobodny pr., Krasnojarsk, 660041, Russian Federation

³JSC «SO UPS» UDD of Siberia
29, Kuzbasskaiya st., Kemerovo, 650091, Russian Federation

⁴Novosibirsk State Technical University
20, K. Marksa pr., Novosibirsk, 630073, Russian Federation

Abstract. *The structure of the Siberian power system installed capacity is characterized by a significant share of hydroelectric power plants. When planning it is necessary to take into account all technical and economic issues due to the high influence of hydroelectric power plants operation mode on the efficiency of the Siberian power system. The aim of hydroelectric power plants operation planning efficiency increasing is urgent, both in terms of ensuring Siberian power system functioning reliability and minimizing the total cost of electricity. In terms of business processes, the problem of water-energy calculations automation is of high importance. The use of optimization methods will provide problem solving more efficiently. In addition, optimization methods allow both electric and water-energy mode parameters to enter the permissible range, which is rather difficult and time-consuming due to many contradictory limitations.*

Keywords: *hydroelectric power station, cascade of hydropower plants, planning of hydropower plant mode, optimization of HPP mode.*

*Sergey .S. Trufakin, Chief Specialist, Postgraduate Student.
Vasily I.Panteleev (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Ekaterina A. Sovban, Specialist of I Category
Anastasiya G. Rusina, (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.*