

На правах рукописи



Совбан Екатерина Андреевна

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ БАЛАНСА**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, доцент
Русина Анастасия Георгиевна

Официальные оппоненты: **Александровский Алексей Юрьевич**
доктор технических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Национальный исследовательский
университет «МЭИ», г. Москва, кафедра
Гидроэнергетики и возобновляемых источников
энергии, профессор;

Паламарчук Сергей Иванович
доктор технических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук, г. Иркутск,
лаборатория реформирования электроэнергетики,
заведующий

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования «Уральский федеральный
университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Защита состоится: «12» марта 2020 г. в 10:00 часов в конференц-зале на заседании диссертационного совета Д.212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 660073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации www.nstu.ru

Автореферат разослан «___» января 2020 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Анатолий Анатольевич
Осинцев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертации. Актуальность планирования энергетических балансов и управления режимом работы Объединенной энергетической системы (ОЭС) со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности её энергетических балансов электрической энергии и мощности определяется отсутствием современных методик в части оптимизации использования гидроресурсов. Их рациональное перераспределение является важной задачей как при составлении долгосрочных балансов электроэнергии и мощности, так и на этапе ежедневного планирования и управления режимом электроэнергетической системы (ЭЭС). С вводом новых генерирующих мощностей (в первую очередь, на гидроэлектростанциях (ГЭС)) и новых потребителей, развитием магистральных электрических сетей и систем автоматизированного диспетчерского управления актуальность проведенных в диссертационной работе исследований возрастает.

В качестве наглядного примера для разработки методики выбрана Объединённая энергетическая система Сибири. В структуре установленной мощности ОЭС Сибири на долю гидроэлектростанций приходится почти половина от всей установленной мощности энергосистемы, среди них – крупнейшие ГЭС России. Часть из них имеют водохранилища многолетнего регулирования, накладывая особенности при планировании их режимов работы.

Применяемые методы планирования и управления режимом работы ОЭС Сибири базируются на исходных данных, претерпевших существенные изменения за годы функционирования энергосистемы. Выдача мощности ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в летний период, в условиях сезонного спада потребления, ограничивается пропускной способностью магистральной электрической сети 500 кВ и максимальная энергоотдача каскада ГЭС соответствует минимальным требованиям по условиям навигации. При этом отсутствует возможность проведения ремонтной кампании электросетевого оборудования без открытия холостых водосбросных сооружений (ХВС) для обеспечения навигационных расходов в нижних бьефах гидроузлов.

Опережение темпов ввода энергоёмких промышленных производств вводом генерирующих мощностей требует пересмотреть методы планирования и управления текущим электроэнергетическим режимом ОЭС в условиях неопределенности её энергетического баланса. Неопределенность баланса энергосистемы со значительной долей гидрогенерации обусловлена не только непостоянством суточного и годового графика потребления, но и вероятностным характером изменения приточности.

В годы средней и повышенной водности ставится задача рассмотреть возможность размещения потребителей электрической энергии непосредственно в энергорайонах с избыточной генерацией для сглаживания неравномерности годового графика нагрузки, создания условий для проведения плановых объемов ремонтной кампании, повышения надежности функционирования ОЭС, минимизации объемов ХВС.

Опережение темпов ввода энергоёмких промышленных производств вводом генерирующих мощностей требует пересмотреть методы планирования и управления текущим электроэнергетическим режимом ОЭС в условиях неопределенности её энергетического баланса. Неопределенность баланса энергосистемы со значительной долей гидрогенерации обусловлена не только непостоянством суточного и годового графика потребления, но и вероятностным характером изменения приточности.

Основная идея настоящей работы заключается в разработке модели пропуска речного стока каскада гидроэлектростанций в гидротепловой системе, с учетом имеющихся системных и водохозяйственных ограничений. Универсальная модель позволяет оценить объем дефицита или избытка гидроресурсов водохранилищ многолетнего, годового и сезонного регулирования при формировании балансов электрической энергии и мощности при долгосрочном и краткосрочном планировании.

Объект исследования – Объединенная электроэнергетическая система с высокой долей гидроэлектростанций в структуре установленной мощности, функционирующая в условиях неопределенности энергетических балансов.

Предмет исследования – рациональное использование гидроресурсов при составлении долгосрочных балансов электрической энергии и мощности, на этапе краткосрочного планирования и при управлении режимом работы Объединенной энергосистемы.

Цель работы – разработка методики планирования энергетических балансов и управления режимом Объединенной энергетической системы со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности энергетических балансов, повышающей эффективность использования гидроресурсов.

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие **задачи**:

1. Провести анализ существующих методов и подходов по планированию и управлению электроэнергетическим режимом, оценку их применимости в современных условиях развития электроэнергетической системы.

2. Сформировать технические требования и разработать алгоритмы их реализации для повышения эффективности водно-энергетических расчетов.

3. Разработать математическую модель и алгоритмы оценки энергетического потенциала каскада гидроэлектростанций в рамках существующих ограничений для определения максимально возможной энергоотдачи каскада в условиях неопределенности балансов.

4. Выполнить анализ объема генерации тепловых электрических станций в летний период для обеспечения горячего водоснабжения населенных пунктов и промышленных отборов горячей воды и пара с для определения путей увеличения энергоотдачи каскада гидроэлектростанций.

5. Предложить пути увеличения энергоотдачи каскада ГЭС за счет перевода тепловой нагрузки на электрические котельные и ввода энергоёмких потребителей.

Методы исследования. Моделирование параметров речного стока для эффективного использования гидроресурсов каскада ГЭС в Объединенной энергетической системе с использованием программного комплекса Bars для расчета электроэнергетических режимов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная математическая модель и алгоритмы её реализации применены для проведения серии вариантных водно-энергетических расчётов и анализа использования гидроэнергетического ресурса каскада ГЭС.

2. Предложенная критериальная методика эффективна для оценки использования гидроресурсов, минимизации рисков и объемов холостых сбросов воды.

3. Разработанная оригинальная модель пропуска речного стока каскада водохранилищ позволяет оценить потенциал гидроресурсов и пути повышения энергоотдачи гидроэлектростанций.

Научная новизна работы:

1. Предложена критериальная методика рационального использования гидроресурсов в Объединенной электроэнергетической системе, позволяющая систематизировать ограничения, накладываемые на водно-энергетический режим работы гидроэлектростанций.

2. Впервые разработана универсальная математическая модель каскада гидроэлектростанций и алгоритмы её реализации, обеспечивающие проведение вариантных расчетов гидроэнергетического ресурса в различных условиях энергетического баланса.

3. Доказана возможность повышения эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи гидроэлектростанций в узлах избытка установленной гидравлической мощности за счет перевода тепловой нагрузки на электродогревательные на основе разработанной оригинальной модели пропуска речного стока каскада водохранилищ.

Практическая значимость:

1. Повышена эффективность функционирования каскада ГЭС за счёт увеличения энергоотдачи в различные периоды года.

2. Проведена оптимизация использования гидроресурсов и минимизации рисков и объемов холостых сбросов воды.

3. Разработаны технические требования и алгоритмы их реализации для создания программного обеспечения по выполнению водно-энергетических расчётов режима работы каскадов гидроэлектростанций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Полученные соискателем основные научные результаты соответствуют пункту 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», пункту 8 «Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике» и пункту 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Реализация результатов. По предложенным алгоритмам на базе Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири» разработано и введено в промышленную эксплуатацию программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангара-Енисейского каскада» (ПО ВЭР) для использования при планировании режимов работы ГЭС Ангара-Енисейского каскада.

Достоверность результатов работы и выводов подтверждена сопоставлением сформулированных научных положений, выводов и рекомендаций с фактическими режимами работы ОЭС Сибири в нормальной и ремонтной электрической схемах, а также корректным использованием математического аппарата и средств расчёта электроэнергетического режима (ПО Bars) со статистическими данными о фактических режимах ОЭС Сибири

Апробация работы.

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на следующих мероприятиях: научные семинары факультета энергетики и дни науки НГТУ (г. Новосибирск, НГТУ), V Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г.Томск, 2014), I Открытый российский статистический конгресс «Мы продолжаем традиции российской статистики» (г. Новосибирск, 20-22 октября 2015), VII Международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, НГТУ, 2015), VII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2016г.) с присвоением Диплома Лауреата, XI Международный форум по стратегическим технологиям (IFOST-2016), XIV International scientific-technical conference “Actual Problems Of Electronic Instrument Engineering”, APEIE-2018 (Novosibirsk, 2018), IX Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2018).

Публикации.

По результатам исследования опубликованы 13 печатных работ, в том числе 3 в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи отмечены в системах «Scopus», 8 публикаций в международных и российских изданиях.

Личный вклад соискателя.

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка технического задания и алгоритмов расчета ПО ВЭР, разработка универсальной модели пропуска речного стока каскада ГЭС, выполнение электроэнергетического расчета режима ОЭС для определения системных ограничений, анализ и обобщение результатов.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 111 наименований, и пяти приложений. Общий объем работы составляет 170 страниц, включая 14 таблиц и 37 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении рассмотрена актуальность проводимого исследования с приведением обоснования выбора темы научной работы, сформулирована цель и поставлены задачи исследования, отражена их практическая ценность, приведены краткое изложение содержания работы и основные положения, выносимые на защиту.

В главе 1 выполнен анализ этапов развития электроэнергетической отрасли, планирования и управления режимами работы гидроэлектростанций и электроэнергетическим режимом работы Объединенной энергосистемы. Проведен анализ функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Под режимом работы каждой энергосистемы и отдельных ее элементов понимается совокупность условий и параметров, характеризующих процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии. Ставится задача выбора оптимального режима работы энергосистемы с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества при возможно минимальных эксплуатационных затратах. Значительный вклад в изучение режимов работы электроэнергетических систем внесли Н.И. Воропай, А.З. Гамм, И.И. Голуб, В.Г. Китушин, В.З. Манусов, С.И. Паламарчук, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Фишов, В.М. Чебан, А.В. Паздерин и многие их коллеги.

Важным этапом развития электроэнергетики стал переход на рыночную модель. В процессе реорганизации прав собственности разделились и интересы сепарированных компаний. Существующая модель рынка подразумевает снижение стоимости электрической энергии и мощности. С целью определения графика производства и потребления электроэнергии проводится предварительное планирование диспетчерского графика.

Этапы планирования диспетчерского графика выполняют различные функции, имеют различный период прогнозирования и отличаются по составу исходных данных. Их объем и порядок формирования определены регламентами оптового рынка и обязательны к исполнению всеми участниками процесса. Планирование заключается в формировании диспетчерского графика, содержащего в себе почасовую генерацию каждой электрической станции, с учетом прогноза потребления, поддержания третичных резервов на загрузку и разгрузку, ремонтов основного генерирующего оборудования и объектов электросетевого хозяйства, ограничений в контролируемых сечениях и ценовых заявок.

Отдельным массивом выделяется планирование режимов работы ГЭС, работающих в гидротепловой системе, ввиду необходимости учета не только сетевых, но и водохозяйственных ограничений. Планирование режима работы каскада ГЭС усложняется наличием гидрологической и энергетической взаимосвязью между станциями. Величина загрузки гидроэлектростанций непосредственно влияет на состав отобранного оборудования тепловых электрических станций, а также ГЭС выполняют функции по

оказанию услуг по представлению резервов вторичного регулирования, третичного регулирования и регулированию напряжения.

В главе 2 представлены задачи регулирования речного стока и использования гидроресурсов при планировании электроэнергетического режима ОЭС со значительной долей гидрогенерации в структуре установленной мощности. Приведены ограничения, накладываемые на режимы работы ГЭС участниками водохозяйственного комплекса, а также описаны системные ограничения в части снижения максимально-допустимых перепадов в контролируемых сечениях, влияющих на энергоотдачу ГЭС.

Тип водохранилища определяет регулирующие возможности ГЭС. Многолетнее регулирование позволяет перераспределять избыточный сток между различными по водности годами: накапливать в многоводные и использовать на водохозяйственные нужды в маловодные. Водоохранилище годичного регулирования ежегодно проходит полный цикл наполнения-сработки водохранилища. Водоохранилища сезонного регулирования после наполнения часть периода года работают на водотоке, затем выполняют сработку. Недельное и суточное регулирование, как правило, используется для нужд электроэнергетики и обеспечивает покрытие неравномерности графика электропотребления, снижая перепуски и износ оборудования тепловых электростанций.

Режимы работы гидроэлектростанций в период половодья и зимний меженьный период существенно отличаются расходами, напорами, выработками и накладываемыми ограничениями. Несмотря на очевидные преимущества гидроэлектростанций, такие как маневренность, диапазон регулирования, экономичность и надежность, со стороны участников водохозяйственного комплекса накладывается ряд ограничений, снижающих использование гидроресурсов для нужд энергетики.

Функции гидроэлектростанций в системе различны и зависят они от технических возможностей станций. Основными из них являются:

1. Выдача рабочей мощности и энергии в требуемом по балансу ОЭС режиме. Суточный график нагрузки содержит три зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Значит и рабочая мощность может быть: базовой; полупиковой с изменением рабочей мощности до 20%; пиковой – изменение мощности зависит от переменного режима нагрузки потребителей.

2. Обеспечение резерва активной мощности. Эта функция необходима для надежного электроснабжения потребителей. Резерв может располагаться как на включенном, но недогруженном генерирующем оборудовании, так и на отключенном от сети.

3. Выдача реактивной мощности.

4. Обеспечение резерва реактивной мощности. Регулирование реактивной мощности осуществляется как за счет гидроагрегатов в генераторном режиме, так и за счет их перевода в режим синхронного компенсатора при наличии конструктивной и технической возможностей.

5. Поддержание качества электроэнергии по частоте.

6. Регулирование напряжения на шинах станции.

Водохозяйственные ограничения назначаются в части: базовых, минимальных и максимальных летних и зимних расходов; расходов, обеспечивающих судоходные уровни; поддержания уровней воды в водохранилищах в заданных диапазонах; допустимых амплитуд колебаний нижнего и верхнего бьефов; интенсивности сработки и наполнения водохранилищ и др.

Участие ГЭС в балансах определяется следующими такими факторами и параметрами, как: функции в ОЭС; располагаемая мощность; ограничение по энергоресурсам; регулирующая способность; маневренность; экономичность; надежность; системы управления.

При составлении баланса мощности ОЭС используются различные принципы в зависимости от структуры энергосистемы, размеров и различных особенностей. Общие положения приведены ниже.

1. Определение располагаемой мощности энергосистемы. Она состоит из располагаемых мощностей станций, которые в свою очередь зависят от ремонтных ограничений, запасов гидроресурсов, напора ГЭС и пр. По величине располагаемой мощности проверяется возможность покрытия максимума нагрузки. Исходя из возможностей покрытия ЭЭС может быть самобалансирующейся, избыточной или дефицитной.

2. Определяются функции электрических станций в системе. В базовой части располагаются вынужденные рабочие мощности, такие как: график теплосети на ТЭС, отборы пара и горячего водоснабжения на ТЭС, минимальные требования водохозяйственного комплекса на ГЭС, по надежности, по условиям чувствительности и селективности работы устройств релейной защиты и др. Определяется порядок размещения резервов.

3. Составляется предварительный баланс мощности для максимальной нагрузки, который в последствии корректируется и уточняется. Определяются максимальные рабочие и резервные мощности.

4. Составляется баланс мощностей для всего суточного графика нагрузки. На этом этапе учитываются все ограничения, а также в определенной степени учитываются требования экономичности. Учитывается себестоимость электроэнергии, и в первую очередь загружаются станции с наименьшей себестоимостью, как например ГЭС.

5. Оптимизация по критерию минимума затрат по ЭЭС или по другим критериям.

6. Составляются плановые графики мощностей электростанций, что и является основой для управления.

7. Определяется баланс выработки электрической энергии.

8. Плановый баланс постоянно корректируется в связи с уточнением прогноза потребления, состава генерирующего оборудования и элементов сети.

Если рассматриваются перспективные задачи сроком на несколько лет, то прогнозирование суточных графиков нагрузки становится трудоемкой задачей с высокой долей погрешности. Так возникает самостоятельная задача

баланса электроэнергии, которая имеет меньшую погрешность и не учитывает суточный график нагрузок.

Принципиальное значение при составлении балансов электроэнергии имеет распределение выработки между ТЭС и ГЭС. Для ГЭС, имеющих регулирующее водохранилище, естественных приток воды перераспределяется за цикл регулирования в соответствии с требованиями как энергетических, так и неэнергетических водопользователей. При этом жесткой связи между располагаемой мощностью и выработкой на ГЭС нет. При наличии большой располагаемой мощности может возникнуть дефицит электроэнергии или, наоборот, возникает недостаток располагаемой мощности для использования всей возможной электроэнергии. При этом баланс мощности на конкретные сутки окажет влияние на дальнейшую выработку. Схема использования водно-энергетических ресурсов зависит от требований энергетической системы и технических решений на ГЭС. Эффективность их использования может изменяться на 10-15%.

Сложность задачи управления режимами ГЭС заключается в изменчивости речного стока. В части оптимизации и автоматизации планирования режимов работы ГЭС в энергетических системах внесен вклад многими выдающимися исследователями, такими как Т.М. Алябьшева, М.Ш. Мисриханов, В.И. Обрезков, Ю.А. Секретарев, Т.А. Филиппова, Е.В. Цветков, Д.С. Щавелев и другие. Целью её решения является рациональное использование гидроресурсов. Эффективность использования гидроресурсов при регулировании речного стока во многом зависит от знания его особенностей и характеристик, поэтому гидрология является частью гидроэнергетики.

Вероятностный характер притока воды к створу гидроузлов требует проведения серии водноэнергетических расчетов. Актуальность качественного планирования режимов ГЭС в ОЭС Сибири определяется существенной долей ГЭС в структуре установленной мощности энергосистемы.

Глава 3 посвящена разработке алгоритма для реализации программного комплекса для проведения водноэнергетических расчетов режимов работы каскадов ГЭС ОЭС Сибири.

При планировании на долгосрочную перспективу (от месяца до нескольких лет) необходимо соблюдение проектного режима работы водохранилища, выполнения им регулирующих функций в соответствии с типом регулирования водохранилища, обеспечение гарантированной энергоотдачи гидроэлектростанций в рамках формирования сводного годового графика ремонта электросетевого оборудования на каждом интервале регулирования.

На этапе краткосрочного планирования режимы работы ГЭС устанавливаются органом исполнительной власти (Федеральное агентство водных ресурсов) с учетом фактически складывающейся гидрологической обстановки путём задания ограничений на среднесуточные расходы гидроузлов, на отметки наполнения, сработки водохранилищ и судоходных

уровней. При краткосрочном планировании диспетчерского графика учитываются ограничения максимально-допустимых перетоков в контролируемых сечениях, влияющих на загрузку ГЭС ОЭС Сибири, в зависимости от складывающихся схемно-режимных условий, а также диапазоны суточного и недельного регулирования для каждой гидростанции с учетом запертой мощности и условий по подключению к комплексу противоаварийной автоматики ОЭС Сибири.

При анализе выполняемых задач для краткосрочного и долгосрочного планирования было выделено четыре основных типа расчета для их реализации, а именно: оптимизация (при необходимости минимизация) расхода в нижний бьеф, контроль наполнения в период пропуска половодья (паводков) и интенсивности сработки водохранилища в соответствии с уровнем верхнего бьефа, максимум средней мощности станции и, как производная, максимум суточной выработки электроэнергии. Математически описаны четыре алгоритма расчёта по указанным параметрам: по расходу, по отметке верхнего бьефа, по мощности, по выработке.

При анализе выполняемых задач для краткосрочного и долгосрочного планирования было выделено четыре основных типа расчета для их реализации, а именно: минимизация расхода в нижний бьеф, контроль наполнения в период пропуска половодья (паводков) и интенсивности сработки водохранилища в соответствии с уровнем верхнего бьефа, максимум средней мощности станции и, как производная, максимум суточной выработки электроэнергии. Математически описаны четыре алгоритма расчёта по указанным параметрам: по расходу, по отметке, по мощности, по выработке.

Система ограничений включает в себя уравнения (1-5):

- по уровням водохранилищ на начало и конец интервала расчета:

$$Z_{вб} \min \leq Z_{вб} \leq Z_{вб} \max \quad (1)$$

- по турбинным расходам:

$$Q_{турб. \min} \leq Q_{турб.} \leq Q_{турб. \max} \quad (2)$$

- по суммарным расходам воды в нижний бьеф:

$$Q_{нб} \min \leq Q_{нб} \leq Q_{нб} \max \quad (3)$$

- по средней мощности:

$$P \min \leq P \leq P \max \quad (4)$$

- по отметке водохранилища на конец расчетного периода:

$$Z_{вб} \text{ кон.} = Z_{вб} \text{ задан.} \quad (5)$$

Для станций с каскадной связью и наличием кривой подпора от нижерасположенной станции в каскаде приведена сложная зависимость с учетом подпора. Учитывается время добегания волны от вышестоящей ГЭС.

В основе разработанного алгоритма лежит цикл расчетов по интервалам, который определяется до начала расчёта и может составлять сутки или часы. Перед началом цикла производится обработка заданного уровня верхнего бьефа (ВБ). По заданному начальному уровню ВБ $Z_{вб0}$ определяется соответствующий объем водохранилища по характеристике объема водохранилища в зависимости от уровня верхнего бьефа:

$$W0 = W1 - (Z1 - Z_{вб0}) * (W1 - W2) / (Z1 - Z2) \quad (6),$$

где $W0$ - объем соответствующий начальному уровню верхнего бьефа; $Z1$ - ближайшее большее значение уровня верхнего бьефа (УВБ) $Z_{вб0}$ по характеристике «ГЭС объем»; $Z2$ - ближайшее меньшее значение УВБ по характеристике «ГЭС объем»; $W1$ - значение объема, соответствующее $Z1$; $W2$ - значение объема, соответствующее $Z2$. Далее расчет осуществляется по 4 алгоритмам в зависимости от значения переменной интервала $Tip(i)$, где i – номер итерации (номер строки расчета) и задается количеством суток или часов.

Алгоритм проверки исходных данных, задаваемых расходам для типа расчета «по расходу», представлен на рисунке 1.

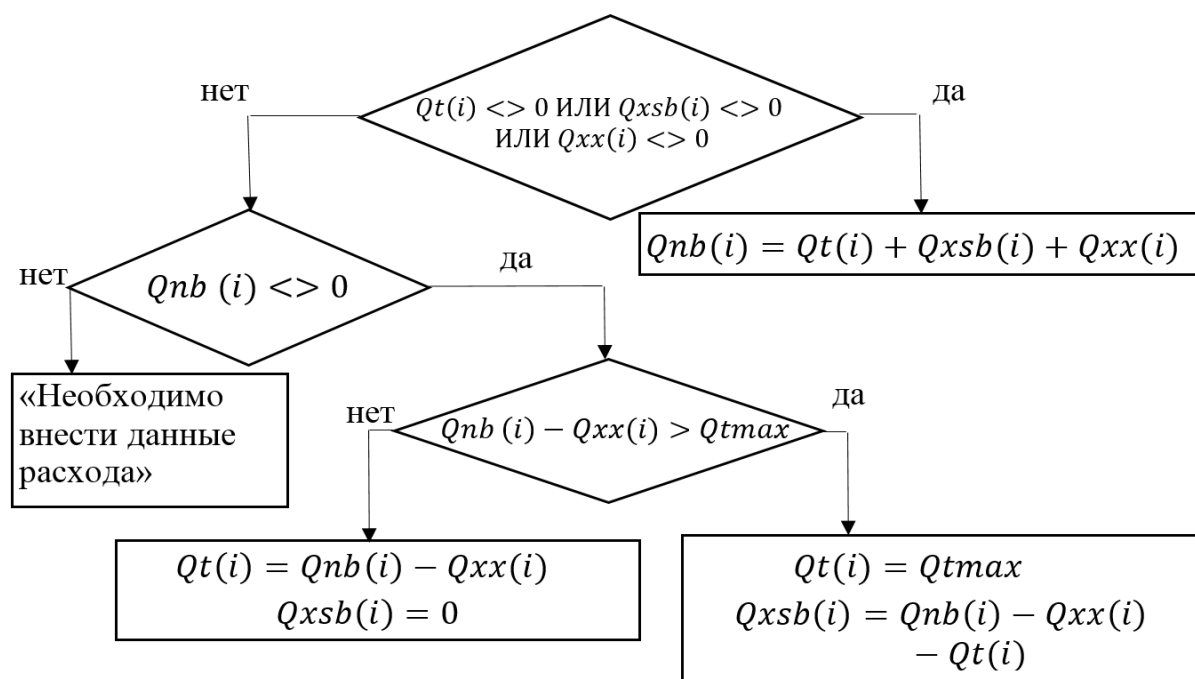


Рисунок 1 – Алгоритм проверки данных для расчета «по расходу»

Более подробно алгоритмы каждого из четырех типов расчета приведены в диссертации. При проведении каждой итерации расчетов выполняется проверка на наличие и величину введенных значений, необходимых для выполнения расчёта. Проверке подлежат и рассчитанные параметры: уровень мертвого объема, нормальный подпорный уровень, максимальная пропускная способность станции и пр.

Предложенные алгоритмы реализованы в комплексе «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (ПО ВЭР), который предназначен для расчета водно-энергетического режима ГЭС Ангаро-Енисейского каскада и удовлетворяет требованиям к проводимым расчетам. В основу обобщённого алгоритма положен классический водно-энергетический расчёт существующих гидроэнергетических характеристик водохранилищ и основного генерирующего оборудования станций. В разработанном ПО ВЭР предусмотрены два вида результатов проверки: критические ошибки и предупреждающие сообщения.

Дальнейшее развитие комплекса ПО ВЭР предполагает проведение оптимизации по критерию максимума выработки электроэнергии с учётом

ограничений, накладываемых на режимы работы ГЭС участниками водохозяйственного комплекса. В их числе: обеспечение гарантированного попуска на нужды коммунального хозяйства, обеспечение навигационных уровней или расходов, уровни верхнего бьефа по условию нормальной работы лесосплавного хозяйства, амплитуда колебаний уровней в нижнем бьефе станции, санитарные расходы и др.

В главе 4 подробно рассмотрены суточные режимы работы гидроузлов комплексного назначения, принципы использования водных ресурсов и математические модели управления режимами. Проведен анализ влияния системных ограничений на максимально возможную энергоотдачу каскада ГЭС в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири. Приведена модель пропуска речного стока.

Для балансов мощности электроэнергетической системы значительную роль играет суточное регулирование ГЭС. В суточном графике генерации ограничения, накладываемые участниками водохозяйственного комплекса, учитываются в виде ограничений на мощность и суточную выработку электроэнергии ГЭС. Ограничения могут накладываться на минимальное и максимальное значения мощности, суточную выработку и диапазон их изменения.

В общем виде ограничения, которые учитываются при планировании суточных графиков нагрузки, можно записать:

$$Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}, \quad (7)$$

$$Q_{сут\ min} \leq Q_{сут} \leq Q_{сут\ max}, \quad (8)$$

$$Z_{ВБ\ min} \leq Z_{ВБ} \leq Z_{ВБ\ max} \quad (9)$$

$$Z_{НБ\ min} \leq Z_{НБ} \leq Z_{НБ\ max}, \quad (10)$$

$$\left(\frac{\Delta Z_{ВБi}}{\Delta t} \right) < \delta_{ВБ}, \quad (11)$$

$$\left(\frac{\Delta Z_{НБi}}{\Delta t} \right) < \delta_{НБ}, \quad (12)$$

$$\left(\frac{\Delta N}{\Delta t} \right) < \delta_n, \quad (13)$$

где Q – значение расхода воды на определенном интервале времени и его допустимые максимальные Q_{max} и минимальные Q_{min} значения; $Q_{сут}$ – среднесуточное значение расхода и его допустимые величины $Q_{сут\ max}$ и $Q_{сут\ min}$ соответственно; $Z_{ВБ\ max}$ и $Z_{ВБ\ min}$ – значения уровня верхнего бьефа (ВБ) для i -го створа; $Z_{НБ\ max}$ и $Z_{НБ\ min}$ – значения уровня нижнего бьефа (НБ) для i -го створа; δ – нормируемые значения изменения параметров.

При долгосрочном планировании режимов работы ГЭС в ОЭС определяющими параметрами оценки использования гидроресурсов являются выработка электроэнергии \mathcal{E} (кВт·ч) и объем годового стока W (км³). Оба параметра определяются в процессе водно-энергетического расчёта и коррелируются через удельный расход. В разработанной методике оценка гидроэнергетического потенциала речного стока и использования гидроресурсов может производиться как по объему стока, так и по объему выработки электроэнергии.

Для сопоставления объема полезного притока каскада гидроэлектростанций с объемом максимально возможного турбинного расхода каскада ГЭС с целью определения рисков холостых сбросов воды необходимо определить модель такого каскада ГЭС (Рисунок 2).

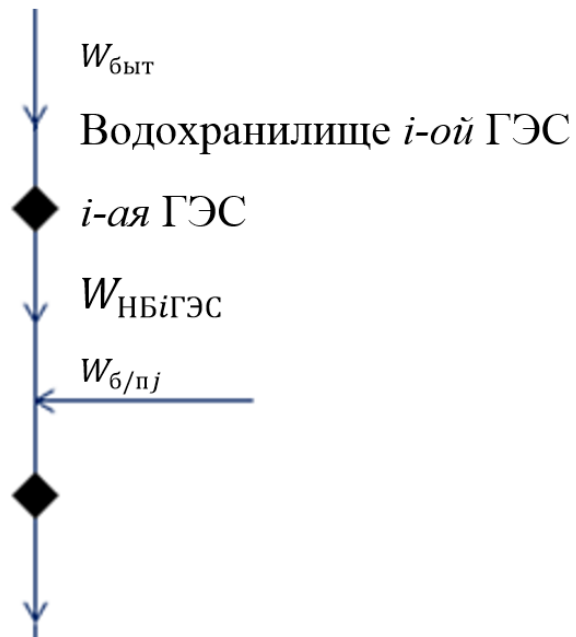


Рисунок 2 – Схема каскада гидроэлектростанций

Принятые обозначения: $W_{\text{быт}}$ – объем бытового полезного стока в водохранилище первой ступени каскада, км^3 ; $W_{\text{НБ } i \text{ ГЭС}}$ – объем стока через гидроузел, км^3 ; $W_{\text{б/п } j}$ – объем бокового притока между створами двух гидроузлов, км^3 . Для первой станции каскада объем полезного притока является бытовым, то есть не зарегулированным вышерасположенной станцией ($W_{\text{быт}}$), и имеет наиболее вероятностных характер. В случае, если первая ступень каскада имеет водохранилище многолетнего регулирования, а величина бокового притока невелика, то для остальных станций каскада сток становится наиболее зарегулированным и имеет менее вероятностный характер. Количество станций в каскаде может быть неограниченно, что говорит об универсальности предлагаемого подхода.

Целевая функция будет иметь вид:

$$W_{\text{НБ } K} \rightarrow \max \quad (14)$$

Система ограничений:

$$W_{\text{пр } K} \leq W_{\text{НБ } K} \quad (15)$$

$$W_{\text{НБ } i \text{ ГЭС}} \leq W_{\text{турб. max } i \text{ ГЭС}} + W_{\text{ХВС } i \text{ ГЭС}} \quad (16)$$

$$W_{\text{турб. max } i \text{ ГЭС}} \leq P_{\text{ЭЭ max } i \text{ ГЭС}} \cdot q_{\text{уд}} \cdot 24 \cdot 0 \cdot t / (10^9) \quad (17)$$

Суммарный объем притока, необходимый пропустить через гидроузлы каскада $W_{\text{пр } K}$ равен:

$$W_{\text{пр } K} = W_{\text{быт}} + \sum W_{\text{НБ } (i-1) \text{ ГЭС}} + \sum W_{\text{б/п } j} \quad (18)$$

Суммарный объем стока в нижний бьеф гидроэлектростанций каскада $W_{\text{НБ } K}$ найдем, как сумму расходов каждой из ГЭС каскада:

$$W_{\text{НБ } K} = \sum W_{\text{НБ } i \text{ ГЭС}} \quad (19)$$

При этом объём стока в НБ каждой i -ой станции каскада является суммой турбинного расхода $W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}}$ и расхода холостого сброса $W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}}$:

$$W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (20)$$

$$W_{\text{НБ } K} = \sum W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = \sum W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (21)$$

Помимо пропуска стока через гидроузлы каскада часть гидроресурсов может быть аккумулирована в свободном полезном объёме водохранилищ многолетнего регулирования до отметки нормального подпорного уровня. Однако следует иметь в виду необходимость осуществления обязательной предполоводной сработки таких водохранилищ. В данной универсальной модели свободный для аккумулирования полезный объём многолетнего водохранилища $W_{\text{полез}n\text{ГЭС}}$ (где n – водохранилище многолетнего регулирования) будет заключен между фактической отметкой на начало расчета с соответствующим объемом $W_{\text{факт}}$ и уровнем принудительной предполоводной сработки на конец расчета с объемом $W_{\text{УПС}}$. Расчет производится на водохозяйственный год в период с 01 мая по 30 апреля.

Водный баланс соблюдается, при выполнении условия:

$$\begin{aligned} W_{\text{пр } K} &= W_{\text{НБ } K} + W_{\text{полез } K} = \\ &= \sum W_{\text{турб.}max\ i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}} \end{aligned} \quad (22)$$

В случае, когда объём максимально возможных турбинных расходов превышает суммарный сток в водохранилища каскада $\sum W_{\text{турб.}max\ i\text{ГЭС}} > W_{\text{пр } K}$, весь полезный приток может быть реализован турбинами ГЭС и риски открытия ХВС минимальны.

При наступлении притока, превышающего по объёму максимально возможные турбинные расходы и отсутствии достаточного свободного объёма водохранилища для аккумуляции стока $W_{\text{пр } K} > \sum W_{\text{турб.}max\ i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}}$, возникает избыток стока и требуется использование холостых водосбросных сооружений в объёме:

$$\sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} = W_{\text{пр } K} - (\sum W_{\text{турб.}max\ i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}}) \quad (23)$$

Если ограничения на выдачу мощности накладываются в целом на каскад гидроэлектростанций, то нет необходимости определять объём холостых сбросов воды (ХВС) для каждой конкретной станции и влияния на баланс энергосистемы это не окажет. Распределение ХВС между ГЭС может быть осуществлено непосредственно собственниками. Если ограничения на выдачу мощности распространяются на конкретную станцию из каскада ГЭС и не носят временных характер (например, на период вывода в ремонт высоковольтных линий электропередачи), то необходимо определить объём ХВС для каждой из таких станций каскада и суммарный объём ХВС.

Рассмотрим применение описанной универсальной математической модели для ОЭС Сибири на примере Ангарского каскада ГЭС.

Ежегодно с марта в ОЭС Сибири наблюдается сезонное снижение потребления. Учитывая заданный график работы водохранилищ в период предполоводной сработки, снижение потребности энергосистемы в электроэнергии в основном балансируется отключением теплового оборудования, работающего в оптимизационном режиме. Основная часть

речного стока приходится на период с мая по июль за счет таяния равнинного и горных снегов, а также питания летне-осенними дождевыми паводками. При этом период пропуска половодья и паводков приходится на период минимальных электрических нагрузок в энергосистеме.

Анализ показал, что в текущей балансовой ситуации загрузка каскада выше навигационных расходов в летний период не представляется возможной, а зачастую негативно сказывается на проведении ремонтной кампании: неплановые и аварийные отключения электротехнического оборудования приводят к сокращению сроков выполняемых работ, отказу в проведении работ в запланированные сроки, досрочного ввода оборудования со временем аварийной готовности. Всё это может негативно сказаться на надежности работы энергосистемы в последующий осенне-зимний период. Кроме того, повышаются риски снижения судоходных уровней, сработки водохранилищ ниже установленных в летний период отметок верхнего бьефа или открытия ХВС для обеспечения навигационных расходов.

Для оценки максимальной энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири проведены итерационные расчеты электроэнергетического режима работы ОЭС Сибири (ПО Bars) в разные периоды года. Серия расчетов позволила оценить эквивалентный максимальный турбинный расход станций в различные периоды года и соответствующий максимальный объем годового стока, возможного реализовать в виде электрической энергии с учетом пропускной способности электрических сетей ОЭС Сибири и сформировать предложения по увеличению эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи каскада ГЭС. Результаты расчетов сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные значения максимально возможных среднемесячных расходов ГЭС Ангарского каскада в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири

| ГЭС | Иркутская | Братская | Усть-Илимская | Богучанская |
|---|-------------------|-------------------|----------------------|--------------------|
| Месяц | м ³ /с | м ³ /с | м ³ /с | м ³ /с |
| Май | 2300 | 2500 | 2600 | 2900 |
| Июнь | 2400 | 2600 | 2700 | 3100 |
| Июль | 2450 | 2700 | 2800 | 3100 |
| Август | 2450 | 2700 | 2900 | 3100 |
| Сентябрь | 2550 | 2800 | 2950 | 3100 |
| Октябрь | 2500 | 2800 | 3000 | 3100 |
| Ноябрь | 2650 | 3000 | 3100 | 3200 |
| Декабрь | 2800 | 3000 | 3200 | 3400 |
| Январь | 2750 | 3000 | 3200 | 3400 |
| Февраль | 2450 | 3000 | 3100 | 3200 |
| Март | 2550 | 2800 | 2900 | 2900 |
| Апрель | 2350 | 2400 | 2500 | 2600 |
| Среднегодовой расход, м ³ /с | 2517 | 2775 | 2913 | 3092 |
| Объем, км ³ | 79,4 | 87,5 | 91,8 | 97,5 |

С помощью разработанного ПО ВЭР смоделированы сценарные водно-энергетические расчеты пропуска притока различной водности: в период маловодья, средней и повышенной водности с целью определения объема годового стока, максимально возможного реализовать турбинными расходами. Далее рассмотрим применение методики на модели Ангарского каскада (рисунок 3) с описанием алгоритма расчета. Ангарский каскад состоит из четырех ГЭС.

Иркутская ГЭС – первая ступень каскада, имеет водохранилище многолетнего регулирования (оз. Байкал). Перераспределение стока осуществляется между несколькими годами маловодного и многоводного циклов. Полезный приток в оз. Байкал не зарегулирован вышерасположенными гидроэлектростанциями и является бытовым;

Братская ГЭС – вторая ступень; многолетнее регулирование.

Усть-Илимская ГЭС – третья ступень; сезонное регулирование.

Богучанская ГЭС – четвертая ступень; сезонное регулирование.



Рисунок 3 – Модель Ангарского каскада

Принятые обозначения: $W_{\text{Байк.}}$ – объем полезного стока в оз. Байкал, км³; $W_{\text{НБ ирГЭС}}$ – объем стока через Иркутский гидроузел, км³; $W_{\text{б/п Бр}}$ – объем бокового притока в Братское водохранилище, км³; $W_{\text{НБ БрГЭС}}$ – объем стока

через Братский гидроузел, км³; $W_{б/п\text{ УИ}}$ - объем бокового притока в Усть-Илимское водохранилище, км³; $W_{НБ\text{ УИГЭС}}$ – объем стока через Усть-Илимский гидроузел, км³; $W_{б/п\text{ Бо}}$ - объем бокового притока в Богучанское водохранилище, км³; $W_{НБ\text{ БогЭС}}$ – объем стока через Богучанский гидроузел, км³.

Суммарный объем притока $W_{пр\text{ АК}}$, необходимый пропустить через гидроузлы Ангарского каскада равен:

$$W_{пр\text{ АК}} = W_{Байк.} + W_{НБ\text{ ИрГЭС}} + W_{б/п\text{ Бр}} + W_{НБ\text{ БрГЭС}} + W_{б/п\text{ УИ}} + W_{НБ\text{ УИГЭС}} + W_{б/п\text{ Бо}} \quad (24)$$

Суммарный объем максимально стока в НБ гидростанций Ангарского каскада $W_{НБ\text{ АК}}$ найдем, как сумму расходов каждой из ГЭС каскада:

$$W_{НБ\text{ АК}} = W_{НБ\text{ ИрГЭС}} + W_{НБ\text{ БрГЭС}} + W_{НБ\text{ УИГЭС}} + W_{НБ\text{ БогЭС}} \quad (25)$$

При этом объем стока в НБ каждой i -ой станции каскада является суммой турбинного расхода $W_{турб.\text{ }i\text{ГЭС}}$ и расхода холостого сброса $W_{ХВС\text{ }i\text{ГЭС}}$:

$$W_{НБ\text{ }i\text{ГЭС}} = W_{турб.\text{ }i\text{ГЭС}} + W_{ХВС\text{ }i\text{ГЭС}} \quad (26)$$

$$W_{НБ\text{ АК}} = \sum W_{НБ\text{ }i\text{ГЭС}} = \sum W_{турб.\text{ }i\text{ГЭС}} + \sum W_{ХВС\text{ }i\text{ГЭС}} \quad (27)$$

Водный баланс соблюдается, при выполнении условия:

$$W_{пр\text{ АК}} = W_{НБ\text{max}\text{ АК}} + W_{полез\text{ АК}} = \sum W_{турб.\text{max}\text{ }i\text{ГЭС}} + \sum W_{ХВС\text{ }i\text{ГЭС}} + \sum W_{полез\text{ }i\text{ГЭС}} \quad (28)$$

В случае, когда объем максимально возможных турбинных расходов превышает суммарный сток в водохранилища каскада $\sum W_{турб.\text{max}\text{ }i\text{ГЭС}} > \sum W_{пр\text{ АК}}$, весь полезный приток может быть реализован турбинами ГЭС и риски открытия ХВС минимальны.

При наступлении притока, превышающего по объему турбинные расходы и отсутствии свободного объема водохранилища для аккумуляции стока $W_{пр\text{ АК}} > \sum W_{турб.\text{max}\text{ }i\text{ГЭС}} + \sum W_{полез\text{ }i\text{ГЭС}}$, возникает избыток стока и требуется использование холостых водосбросных сооружений:

$$\sum W_{ХВС\text{ }i\text{ГЭС}} = W_{пр\text{ АК}} - (\sum W_{турб.\text{max}\text{ }i\text{ГЭС}} + \sum W_{полез\text{ }i\text{ГЭС}}) \quad (29)$$

Используя полученные эквивалентные максимальные турбинные расходы для Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской гидростанций в различные периоды года, выполнены водно-энергетические расчёты на базе ПО ВЭР для периодов водности на уровне 80% и 100% от нормы притока. При этом учтены не только ограничения максимального расхода в НБ, но и ограничения участников водохозяйственного комплекса, накладываемые на режимы работы ГЭС.

Варианты водно-энергетического расчета проводились для периодов водности на уровне 80% и 100% от нормы притока. При этом рассматривались два сценария начальных условий: **в первом** случае наполнение водохранилищ начиналось *с отметок* Иркутской и Братской ГЭС, соответствующих *сниженным запасам* (по состоянию на 01.05.2018), Усть-Илимского и Богучанского – *с уровня принудительной предполоводной сработки* (УПС), то есть по водохранилищам многолетнего регулирования присутствует свободный объем $W_{полез\text{ ИрГЭС}}$ и $W_{полез\text{ БрГЭС}}$; **во втором** –

наполнение всех водохранилищ Ангарского каскада начиналось с УПС ($W_{\text{полезнГЭС}} = 0$). За интервал регулирования принят один календарный месяц. Обязательными для выполнения требованиями при проведении всех расчетов были приняты действующие ограничения водопотребителей и водопользователей.

При использовании в качестве исходных данных отметок УПС водохранилищ и наступлении притока воды на уровне 100% от нормы притока, отсутствует свободная ёмкость полезного объема в водохранилищах Ангарского каскада для принятия всего избытка речного стока. Пропуск половодья осуществляется с использованием ХВС

В таких условиях водности потребуются дополнительная зимняя нагрузка Ангарского каскада, с увеличением суммарной годовой энергоотдачи каскада на 4,4 млрд. кВт·ч.

Определены среднегодовой расход и сток, со сравнением с модельным годом по максимальному расходу. Свод сравнительных параметров приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты водно-энергетического режима, 100% нормы притока

| Параметр | Иркутская ГЭС | Братская ГЭС | Усть-Илим. ГЭС | Богучанская ГЭС |
|---|---------------|--------------|----------------|-----------------|
| Вариант расчета притока 100% от нормы и наполнения с отметок УПС | | | | |
| Среднегодовой расход, м ³ /с | 1967 | 3012 | 3235 | 3402 |
| Годовой сток, км ³ | 62,0 | 95,0 | 102,0 | 107,3 |
| Параметры модельного года | | | | |
| Макс. сред. год. расход, м ³ /с | 2517 | 2775 | 2913 | 3092 |
| Макс. сред. год. сток, км ³ | 79,4 | 87,5 | 91,8 | 97,5 |
| Параметры притока 100% от нормы | | | | |
| Среднегодовой расход, м ³ /с | 1963 | 1043 | 221 | 166 |
| Годовой объем притока, км ³ | 61,9 | 32,9 | 7,0 | 5,2 |

В текущих условиях не выполняется условие:

$$\sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} \not\geq W_{\text{пр АК}} \quad (30)$$

А значит:

$$\sum W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = \sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (31)$$

$$\sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} = \sum W_{\text{пр АК}} - \sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} \quad (32)$$

Расчёты показали, превышение суммарного стока Ангарского каскада максимальных турбинных расходов и невозможность пропуска всего речного стока через турбины. Пропуск такого объема стока будет сопровождаться открытием ХВС в период пропуска половодья и увеличением зимней энергоотдачи каскада Ангарских ГЭС.

Дальнейшее увеличение притока к створам ГЭС Ангарского каскада будет приводить к увеличению энергоотдачи гидростанций до максимально возможных значений расхода и увеличению объема воды через ХВС.

Выполнив вычисления по приведенным формулам, получены параметры режима работы Ангарского каскада для различной водности года. Часть свода расчётных параметров приведена в таблице 3.

Проведенная серия итерационных расчётов с использованием разработанной модели пропуска речного стока Ангарского каскада ГЭС позволила определить избыток гидроресурсов в годы различной водности с учётом действующих водохозяйственных и системных ограничений и риски открытия ХВС. Уже при наступлении средневодного года в энергосистеме возникает профицит генерации в объеме 6,0 млрд. кВтч. Разработанная модель показала свою эффективность и может быть применена для оценки работы любого каскада ГЭС.

Таблица 3 – Оценка режимов работы Ангарского каскада ГЭС в периоды различной водности

| Объем притока на уровне 80% от нормы стока | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|----------------------|---------------------|
| Параметр | $W_{пр.}$ | $W_{б/п}$ | $W_{НБ}$ | $W_{турб\ max}$ | $W_{турб}$ | $W_{ХВС}$ | q | $\mathcal{E}_{турб}$ | $\mathcal{E}_{ХВС}$ |
| ГЭС | км ³ | км ³ | км ³ | км ³ | км | км | $\frac{м^3}{МВт \cdot ч}$ | млрд. кВтч | млрд. кВтч |
| Иркутская | 49,4 | - | 49,4 | 79,4 | 49,4 | 0 | 4,07 | 3,4 | 0,0 |
| Братская | 75,9 | 26,5 | 75,9 | 87,5 | 75,9 | 0 | 1,13 | 18,7 | 0,0 |
| Усть-Илим. | 81,5 | 5,6 | 81,5 | 91,8 | 81,5 | 0 | 1,28 | 17,7 | 0,0 |
| Богучан. | 85,7 | 4,2 | 85,7 | 97,5 | 85,7 | 0 | 1,59 | 15,0 | 0,0 |
| Сумма АК | 292,5 | 36,3 | 292,5 | 356,2 | 292,5 | 0 | - | 54,7 | 0,0 |
| Объем притока на уровне 100% от нормы стока | | | | | | | | | |
| Параметр | $W_{пр.}$ | $W_{б/п}$ | $W_{НБ}$ | $W_{турб\ max}$ | $W_{турб}$ | $W_{ХВС}$ | q | $\mathcal{E}_{турб}$ | $\mathcal{E}_{ХВС}$ |
| ГЭС | км ³ | км ³ | км ³ | км ³ | км | км | $\frac{м^3}{МВт \cdot ч}$ | млрд. кВтч | млрд. кВтч |
| Иркутская | 62,2 | - | 62,2 | 79,4 | 62,2 | 0 | 4,07 | 4,2 | 0,0 |
| Братская | 95,3 | 33,1 | 95,3 | 87,5 | 87,5 | 7,8 | 1,13 | 21,5 | 1,9 |
| Усть-Илим. | 102,3 | 7 | 102,3 | 91,8 | 91,8 | 10,5 | 1,28 | 19,9 | 2,3 |
| Богучан. | 107,6 | 5,3 | 107,6 | 97,5 | 97,5 | 10,1 | 1,59 | 17,0 | 1,8 |
| Сумма АК | 367,4 | 45,4 | 367,4 | 356,2 | 339,0 | 28,4 | - | 62,7 | 6,0 |
| Объем притока на уровне 120% от нормы стока | | | | | | | | | |
| Параметр | $W_{пр.}$ | $W_{б/п}$ | $W_{НБ}$ | $W_{турб\ max}$ | $W_{турб}$ | $W_{ХВС}$ | q | $\mathcal{E}_{турб}$ | $\mathcal{E}_{ХВС}$ |
| ГЭС | км ³ | км ³ | км ³ | км ³ | км | км | $\frac{м^3}{МВт \cdot ч}$ | млрд. кВтч | млрд. кВтч |
| Иркутская | 75 | - | 75 | 79,4 | 75 | 0 | 4,07 | 5,1 | 0,0 |
| Братская | 114,7 | 39,7 | 114,7 | 87,5 | 87,5 | 27,2 | 1,13 | 21,5 | 6,7 |
| Усть-Илим. | 123,1 | 8,4 | 123,1 | 91,8 | 91,8 | 31,3 | 1,28 | 19,9 | 6,8 |
| Богучан. | 129,4 | 6,3 | 129,4 | 97,5 | 97,5 | 31,9 | 1,59 | 17,0 | 5,6 |
| Сумма АК | 442,2 | 54,4 | 442,2 | 356,2 | 351,8 | 90,4 | - | 63,6 | 19,1 |

В главе 5 рассмотрены возможные пути увеличения энергоотдачи Ангарского каскада ГЭС за счет ввода энергоёмких потребителей и перевода

части теплофикационной нагрузки с теплового генерирующего оборудования на электрические котельные в местах избытка гидравлической мощности.

В настоящее время объем тепловой мощности крупных ТЭЦ (субъекты ОРЭМ) Красноярской энергосистемы, включенной для обеспечения теплоснабжения населения и промышленных потребителей, составляет свыше **370** МВт, Иркутской энергосистемы – свыше **230** МВт.

Также отмечено, что в Красноярской и Иркутской энергосистемах расположены электрические котельные, не функционирующие в настоящее время. Отсутствие вложений в существующие электрокотельные приводит к ухудшению их технико-экономических параметров работы и частым аварийным отключениям основного и вспомогательного оборудования. Требуется модернизация функционирующих электрокотельных, реконструкция выведенных из эксплуатации или строительство новых.

Перевод горячего водоснабжения на электрокотельные позволит сгладить неравномерность годового графика электропотребления, обеспечит увеличение энергоотдачи Ангарского каскада ГЭС, за счет роста потребления энергорайонов с избытком генерации; снизит объем включенного теплового оборудования для целей теплоснабжения; снизит загрузку контролируемых сечений на транзите 500 кВ из Восточной в Западную часть ОЭС Сибири; обеспечит условия для проведения плановой ремонтной кампании электросетевого оборудования; снизит объемы запертой мощности на ГЭС и не выдаваемых резервов; в периоды средней и большой водности снизит объемы холостых сбросов воды.

Основные результаты диссертационной работы:

1. Разработана методика планирования энергетических балансов и управления режимом Объединенной энергетической системы со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности энергетических балансов, повышающая эффективность использования гидроресурсов.

2. Разработаны технические требования и алгоритмы их реализации для создания программного обеспечения для выполнения водно-энергетических расчётов режима работы каскадов гидроэлектростанций.

3. Разработанная математическая модель и алгоритмы оценки энергетического потенциала каскада гидроэлектростанций в рамках действующих ограничений позволила определить максимально возможную энергоотдачу каскада ГЭС.

4. Предложенная критериальная методика рационального использования гидроресурсов в Объединенной энергетической системе позволила систематизировать ограничения, накладываемые на водно-энергетический режим работы гидроэлектростанций.

5. Доказана возможность повышения эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи ГЭС в узлах избытка установленной гидравлической мощности за счет перевода тепловой нагрузки на электрокотельные на основе разработанной оригинальной модели пропуска речного стока каскада водохранилищ.

Список основных публикаций по теме диссертации

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Совбан, Е. А. Разработка программного обеспечения "Водно-энергетический расчёт ГЭС Ангаро-Енисейского каскада" = Development of the software "Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS" / С. С. Труфакин, Е. А. Совбан, А. Г. Русина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2016. - № 9/10. - С.105-111.

2. Совбан, Е. А. Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы = Basics of Technique Evaluation the Use of Hydroelectric Resources in Their Work in EPS. / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. - 2017. - Т. 10, № 3. - С. 426-434.

3. Совбан, Е. А. Разработка принципов решения проблемы снижения дефицита электроэнергии в зоне Алтая для развития производительных сил = Development of the solution principles of the deficiency decrease problem of the electric power in the zone of altai for productive forces development / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, А. В. Романов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2015. - № 1. - С. 169-172.

Публикации в изданиях, входящих в базу данных Scopus:

4. Sovban, E. A. Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system / A. G. Rusina, E. A. Sovban, J. K. Khujasaidov, T. A. Filippova // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 251-254.

5. Sovban, E. A. The features of mathematical optimization models of modes hydro-power stations / E. A. Sovban, T. A. Filippova, V. I. Panteleev, S. S. Trufakin // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 428-432. - 45 экз. - ISBN (NSTU) 978-5-7782-3614-1.

Публикации в российских изданиях:

6. Совбан, Е. А. Оптимизация долгосрочных режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, В.И. Пантелеев, Т.А. Филиппова Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С.174-176.

7. Совбан, Е. А. Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» = Development of the software «Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS» / С. С. Труфакин, Е. А. Совбан, А. Г. Русина // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы 7 междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сент. 2016 г., Казань. : в 3 т. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. - Т. 2. – С.405-408.

8. Совбан, Е. А. Тестирование программного обеспечения "Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада" / Е. А. Совбан, М. В. Тайникова; науч. рук. А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2016 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 77-79.

9. Совбан, Е. А. Оценка использования ресурсов ГЭС при их работе в электроэнергетических системах / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Энергия: экономика, техника, экология. - 2016. - № 9. - С. 27-32.

10. Совбан, Е. А. Расчеты нормальных режимов ЭЭС на основе адресных принципов = Calculations of normal modes of ees based on the address principles / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы 7 междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сент. 2016 г., Казань. : в 3 т. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. - Т. 2. – С. 421-424.

11. Совбан, Е. А. Оптимальное использование ресурсов Новосибирской ГЭС в энергосистеме / А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова // Электроэнергетика глазами молодежи : 5 междунар. науч.-техн. конф., Томск 10-14 нояб. 2014 г. : науч. тр.- Томск. 2014. - Т. 2. - С. 571-572.

12. Совбан, Е. А. Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки = The models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves / А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова, Д. Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции российской статистики = We keep the traditions of Russian statistics : материалы 1 открытого рос. статист. конгр., (Новосибирск, 20–22 окт. 2015 г.). – Новосибирск : НГУЭУ, 2015. – С. 44.

13. Совбан, Е. А. Задача выбора оптимального состава включённого оборудования Новосибирской ГЭС / Г. Ж. Дургарян, Е. А. Совбан ; науч. рук. А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 1–5 дек. 2015 г. – Новосибирск ; Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 4. – С. 11-13.

Отпечатано в типографии Новосибирского
государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Тел./факс +7(383)346-08-57
Формат 60x84 1/16. Объем 1,5 п.л. Тираж 100 экз.
Заказ № 220. Подписано в печать 19.12.2019 г.