

На правах рукописи



**ЗАХАРЧЕНКО ВИТАЛИЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ**

**РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ И РЕАЛИЗАЦИЯ  
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ  
АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И  
СОСТАВОМ ЗАДЕЙСТВОВАННЫХ АГРЕГАТОВ ГЭС**

Специальность 05.13.06 – «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (промышленность)»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
доктора технических наук

Иваново 2021

Работа выполнена в ООО Научно-внедренческая фирма “Сенсоры, Модули, Системы”.

**Официальные оппоненты:**

**Новиков Николай Леонтьевич**

доктор технических наук, профессор, ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», заместитель научного руководителя

**Хамитов Рустам Нуриманович**

доктор технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», профессор кафедры электрической техники

**Русина Анастасия Георгиевна**

доктор технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», заведующий кафедрой электрических станций

**Ведущая организация:** **Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской академии наук**

Защита состоится 22 октября 2021 года в 13 часов на заседании диссертационного совета Д 212.064.02 при ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, корпус «Б», аудитория 237.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета.

Текст диссертации размещен

[http://ispu.ru/files/Zaharchenko\\_Dissertaciya\\_2021\\_05\\_2.pdf](http://ispu.ru/files/Zaharchenko_Dissertaciya_2021_05_2.pdf)

Автореферат диссертации размещен на сайте ИГЭУ [www.ispu.ru](http://www.ispu.ru)

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

Ученый секретарь диссертационного совета  
Д 212.064.02,  
канд. техн. наук, доцент



Копылова  
Лариса Геннадьевна

## **Общая характеристика работы**

### **Актуальность работы.**

В России функционируют более 180 гидроэлектростанций (ГЭС), в том числе: 15 ГЭС мощностью свыше 1000 МВт, 102 ГЭС мощностью свыше 10 МВт, две ГАЭС и др. В 2019 г. суммарно на ГЭС произведено 190,3 млрд. кВт\*ч электроэнергии, что составляет 17,6 % всей выработанной электроэнергии в России. В составе отдельной ГЭС может функционировать до 25 гидроагрегатов (ГА). Эффективность работы ГЭС определяется эффективностью работы агрегатов. Крупнейшим энергетическим холдингом в России является ПАО «РусГидро», в состав которого входит более 60 ГЭС, производящих 82% электроэнергии всех ГЭС России. Задача повышения степени автоматизации управления и оптимизации режима работы состава агрегатов ГЭС сформулирована в стратегических целях развития ПАО «РусГидро» в 2020 году: необходима “...реализация средств автоматического управления, обеспечивающих учёт ограничений режима работы, оптимизацию режима работы оборудования и его состава, интегрированных с системами диспетчерского и технологического управления”. Такие системы обозначаются РУСА – рациональное управление составом агрегатов. Очевиден масштаб проблемы повышения эффективности и автоматизации управления агрегатами ГЭС. Значимость работы подтверждается проведением конкурсов на технико-экономическое обоснование систем РУСА (2015, 2016 гг.).

Система управления составом задействованных в оперативном управлении агрегатов ГЭС призвана, не нарушая течения технологического процесса и обеспечивая требуемую выработку электроэнергии заданного качества с учетом планового задания Системного оператора (СО), проанализировать состояние оборудования работающего состава ГА и ГА резерва и определить, какие из них могут наиболее эффективно выполнить задачу. Эффективность ГА непосредственно связана с функцией распределения активной мощности, которая влияет на скорость отработки задания ГЭС, учета возможности перехода ГА через зоны ограниченной работы, сложностью алгоритмов и масштабностью задачи, возможностью работы ГА с различающимися эксплуатационными характеристиками.

Для работы ГЭС характерно множество возможных сочетаний состава агрегатов, частичная неопределенность в периодичности включений/отключений агрегатов, режимный динамизм, влияние внешней среды, нелинейности характеристик агрегатов. Задача обоснованного выбора состава работающих агрегатов достаточно сложна. Комбинаторика позволяет оценить количество вариантов состава с работающими ГА. Например, для выбора 10 агрегатов из 24, необходимо проанализировать почти 2 млн. вариантов. При выборе должны быть учтены критерии надёжности, состояния агрегатов, экономической целесообразности, эффективности составов оборудования, ограничения по отклонениям от заданной мощности, обеспечению резервов регулирования на загрузку и разгрузку активной мощности, равномерного распределения износа ресурсов и т.д. Ограничения должны выполняться как в установившемся режиме работы оборудования, так и во время переходных процессов.

Актуальность оптимального оперативного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС обусловлена неполнотой описаний агрегатов, усложнением систем управления, возрастанием возлагающихся на них функций, необходимостью централизации функций управления в единую систему, обеспечивающую повышение качества и эффективности как отдельных элементов, так и системы в целом. Оптимизация

оперативного управления активной мощностью и составом агрегатов повышает качество управления ГЭС, каскада из нескольких ГЭС, создает основу улучшения управления энергосистемой страны.

Эффективное управление такими сложными объектами может быть обеспечено путем применения уточненного моделирования, улучшенных алгоритмов управления, усовершенствованных систем автоматизированного управления. Задача оптимального управления связана с созданием математического, информационного, алгоритмического обеспечения систем управления техпроцессами ГЭС, оказывающих значительное влияние на оптимальность выработки электроэнергии, сопровождение и эксплуатацию как основного оборудования, так и вспомогательных систем. Решение должно включать структурные улучшения АСУТП ГЭС, научно-технические исследования, математические и имитационные модели гидроагрегатов и их систем управления, способных в режиме реального времени осуществлять интеллектуальную поддержку принятия решений по управлению технологическими процессами ГЭС с учетом сохранения устойчивости и качества управления в условиях вариации параметров объекта.

Особую актуальность тема работы имеет в свете анализа причин техногенной аварии 17.08.2009 г. на Саяно-Шушенской (СШ) ГЭС. ГА №2 был оперативно выведен из резерва и стал использоваться в качестве регулятора мощности СШ ГЭС под автоматическим управлением систем регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и ГРАМ (группового регулирования активной мощности). Непосредственно перед аварией мощность ГА №2 изменялась не менее 13 раз в диапазоне от 10 до 610 МВт. При этом ГА многократно проходил запретную область регулирования работы гидротурбины. В выводах экспертов отмечено, что вероятной причиной аварии послужило сочетание недоведенной системы управления и практически исчерпанного ресурса ГА. Авария стала следствием неприятия к учету при автоматическом управлении регулирования мощности фактического состояния ГА, отсутствия четкого взаимодействия с диспетчерским управлением энергосистемы, сформулированных критериев, определяющих выбор приоритетного ГА и сроки сохранения этого приоритета при групповом регулировании мощности, индивидуального ограничения по мощности и зонам, не рекомендованным к работе. Задания по изменению нагрузки путем автоматического управления регулирования мощности не учитывали специфику, срок службы и фактическое состояние ГА. В качестве рекомендаций экспертов предлагалось обратить особое внимание на условия работы оборудования в системе оперативного управления, частоту регулирования мощности, неоптимальное распределение мощности между работающими ГА.

Обобщая можно заключить, что разработка эффективных автоматизированных систем управления агрегатами ГЭС, включающих оптимальное оперативное управление составом агрегатов и распределение активной мощности между агрегатами в перспективе планового задания на ГЭС, представляет актуальную научно-практическую проблему, имеющую важное значение для научной специальности по автоматизации и управлению, гидроэнергетики в целом.

**Степень научной разработанности темы исследования.** Проблема повышения эффективности автоматизации управления технологическими процессами детально развита в работах ФГБУ науки «Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова» Российской академии наук, ученых Бахтадзе Н.Н., Аракеляна Э.К., Гайдука А.Р., Лившица М.Ю., Рапопорта Э.Я., Лубенцова В.Ф., Путова В.В. и др.

Значительный вклад в решение вопросов управлением работы ГЭС внесли учёные

Урин В.Д., Филиппова Т.А., Ларионов В.С. и другие. Основные работы ими были написаны в эпоху активного строительства ГЭС – в 1970-1980 х годах. Недавние работы по близкой теме были выполнены под руководством Секретарева Ю.А. с 2013 года. Однако эти работы не были связаны с повышением эффективности ГА и ГЭС в целом.

Несмотря на имеющиеся публикации по оптимизации оперативного управления, автоматизации распределения активной мощности и состава агрегатов ГЭС в проанализированных литературных источниках отсутствуют исчерпывающие решения задач, рассматриваемых по теме диссертационного исследования. Проведенный теоретико-информационный анализ работ отечественных и зарубежных авторов показал, что остаются актуальными проблемы в области научного обоснования и реализации оптимальных энергосберегающих режимов ГЭС. До настоящего времени не решены задачи определения эталонных состояний отдельных агрегатов и ГЭС в целом, учитывающих статические и динамические характеристики, критерии эффективности и оценок состояния, функцию распределения мощности; формализации описания автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов на основе структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов, возможностей конфигурирования и математического моделирования; синтеза систем эффективного управления многопараметрическими объектами ГЭС; интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающей разработку рекомендации достижения эталонного состояния ГЭС с учетом функциональных ограничений; обобщения результатов апробации модели РУСА на данных реальных ГЭС; экономического обоснования и эффективности автоматизированной системы РУСА с учетом влияния дискретности данных, времени принятия решения и длительности актуальности рекомендаций. Исключительно важным остается этап интеллектуализации принятия решений при управлении режимами агрегатов.

**Научная проблема** – потребность развития теоретических основ автоматизированного управления ГЭС на основе уточненного анализа функций и моделирования агрегатов, оптимизации оперативного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов.

**Предмет исследования** – методы моделирования и реализации систем автоматизированного управления режимами агрегатов ГЭС.

**Объект исследования** – автоматизированные системы группового управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС.

**Цель диссертации** – развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов для повышения эффективности функционирования ГЭС с учетом планового задания Системного оператора, критериев эффективности и оценки состояния агрегатов.

**Задачи диссертационного исследования:**

1. Обоснование методологии исследования и определения эталонного состояния агрегатов на основе разработанной уточненной математической модели гидроагрегата, учитывающей основные статические характеристики (условно постоянные в период эксплуатации между ремонтами) и динамические параметры, зависящие от режима работы, изменяющиеся с течением техпроцесса и описывающие состояние агрегатов, критериев эффективности и оценок состояния.

2. Развитие теоретических положений определения эталонного состояния ГЭС на

основе анализа разработанной модели системы ГРАМ ГЭС, усовершенствованной процедуры оптимизации функции распределения мощности системы ГРАМ, моделирования состояния ГЭС с учетом состояния агрегатов и использованием многокритериальной оптимизации.

3. Формализация описания автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов на основе уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы, интерфейса пользователя, возможностей конфигурирования и математического моделирования. Тестовое сравнение разработанных моделей с теоретическими и практическими аналогами.

4. Разработка концепции интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающей методики и алгоритмы структурной оптимизации состава агрегатов, формирующие рекомендации достижения эталонного состояния ГЭС с учетом функциональных ограничений, разработанную модель системы РУСА, оценку времени реакции РУСА, обобщение результатов апробации модели РУСА на данных реальных ГЭС за продолжительный период времени, оценку длительности актуальности рекомендаций и исследования задержки принятия решения.

5. Разработка методики экономического обоснования и исследование экономической эффективности автоматизированной системы РУСА для ряда ГЭС за продолжительный период времени с учетом влияния дискретности данных, задержки принятия решения и длительности актуальности рекомендаций на суммарный эффект.

6. Определение перспективных направлений развития научных исследований в области автоматизированного управления агрегатами ГЭС.

**Методология и методы исследования.** Решение задач осуществлялось с использованием системного подхода к анализу эффективности систем автоматизированного управления агрегатами ГЭС на основе применения методов теории автоматического управления, математического и компьютерного моделирование процессов управления, методов регрессионного анализа, аналитических и численные методы оптимизации, метода динамического программирования, методологии построения интеллектуальных систем управления.

#### **Научная новизна результатов и положения, выносимые на защиту:**

1. Обоснована методология определения эталонного состояния ГА на основе разработанной уточненной математической модели гидроагрегата, учитывающей основные статические характеристики и динамические параметры, зависящие от режима работы и течения техпроцесса, критериев эффективности и оценок состояния. Разработанные модели и методы идентификации производственных процессов гидроагрегатов на основе оптимального кубического Эрмитова сплайна, в отличие от традиционных подходов, позволяют исследовать изменения технологической функции ГА за продолжительный период времени, восстанавливать функции ГА по малому числу наблюдений.

2. Развита теоретические положения определения эталонного состояния ГЭС на основе анализа разработанной модели системы группового регулирования активной мощностью (ГРАМ) ГЭС, отличающейся усовершенствованной процедурой оптимизации функции распределения мощности системы, моделирования состояния ГЭС с учетом состояния агрегатов и использованием многокритериальной оптимизации.

3. Сформирована методология формализованного описания автоматизированной системы рационального управления составом задействованных агрегатов (РУСА) на ос-

нове уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы. Формализованные методы создания моделей системы РУСА ГЭС в отличие от существующих методов учитывают эффект повышения КПД ГЭС, минимизируют на основе функционально-ориентированных моделей технологического процесса риски нештатных ситуаций ГА, облегченно автоматизируются и адаптируются для конкретной ГЭС.

4. Разработана концепция интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающая методики и алгоритмы структурной оптимизации состава агрегатов, формирование рекомендаций достижения эталонного состояния ГЭС с учетом функциональных ограничений, разработанную модель системы РУСА, оценку времени реакции РУСА, обобщение результатов апробации модели РУСА реальных ГЭС за продолжительный период времени, оценку длительности актуальности рекомендаций. Разработанные алгоритмы управления обеспечивают повышение интеллектуализации решений и, в целом, повышают эффективность ГЭС. Предложенные алгоритмы распределения мощности системы ГРАМ, в отличие от применяемых, позволяют унифицировать алгоритмы для ГА с отличающимися эксплуатационными характеристиками, в том числе и с несколькими зонами работы (с зонами ограниченной и запрещенной работы).

**Практическая значимость** развитых в диссертации моделей и методик, полученных результатов, выводов и рекомендаций для автоматизированного интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов заключается в формализации процессов проектирования, разработки и автоматизации нового класса систем управления, способных в реальном времени автоматически оптимизировать состав агрегатов ГЭС, планировать и выполнять пуск, останов, смену зоны работы агрегатов с учетом состояния агрегатов и их эффективности в перспективе задания по генерации от СО. Предложенный программный комплекс автоматизирует существенную часть функций оперативного персонала ГЭС, служит платформой для обучения оперативного персонала.

Предложенные методы описания основных характеристик ГА формализованы и способны без сложных технических и организационных процедур восстанавливать и уточнять характеристики ГА по малому числу наблюдений.

Разработанные функции автоматизированного распределения мощности системы ГРАМ не вызывают изменения состава оборудования, соответственно, не расходуют его ресурс, не требуют внедрения новой системы управления, как в случае применения обычной системы РУСА, но позволяют добиваться повышения эффективности работы ГЭС. Сочетание подходов системы РУСА и оптимизации функции распределения мощности системы ГРАМ позволяют существенно повысить эффективность автоматизированного управления ГЭС.

Практическая значимость результатов исследований, выводов и рекомендаций подчеркивается значимым экономическим эффектом от создания автоматизированной системы РУСА, который ежегодно измеряется десятками миллионов рублей для каждой ГЭС и должен быть использован СО при составлении плановых диспетчерских графиков. Реализация автоматизированной системы РУСА позволяет сформулировать меру энергоэффективной работы ГЭС, повысить эффективность использования и равномерно распределять нагрузку (в том числе число включений и отключений) среди основного оборудования в заданный период времени, заблаговременно определять риски развития

нештатных ситуаций на ГА, проводить обучение оперативного персонала на модели. Использование системы РУСА, разработанных моделей и методов на производственных объектах подтверждено актами.

Предложенные методы могут быть применены с адаптацией для оптимизации состава оборудования вспомогательного производства ГЭС, а также для оптимизации производственных процессов в других отраслях промышленности.

**Обоснованность результатов и выводов** диссертации обеспечена строгим выполнением математических преобразований, принятием признанных допущений, использованием современных математических моделей и систем программного обеспечения.

**Достоверность и адекватность результатов и выводов** подтверждается согласованностью с опубликованными результатами других авторов, удовлетворительным совпадением результатов аналитических решений с результатами математического моделирования и результатами апробации на реальных данных нескольких ГЭС, внедрением автоматизированной системы РУСА на ГЭС.

**Внедрение результатов работы.** Результаты диссертации использованы при выполнении проекта (2017 г.) технико-экономического обоснования систем РУСА ПАО «РусГидро» для ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 и ГЭС-4. Для всех ГЭС разработаны эскизные проекты системы РУСА. Расчёты подтверждают экономическую эффективность внедрения разработанных проектов систем РУСА: для ГЭС с составом из 24 ГА ежегодный эффект достигает 51 млн. руб., для ГЭС с составом из 8 ГА – 62 млн. руб., для ГЭС с составом из 20 ГА – 50,6 млн. руб., для ГЭС с составом из 6 ГА – 27 млн. руб.

Результаты работы, оформленные в виде программного комплекса, рекомендуемого рациональный состав агрегатов, внедрены на ГЭС в 2018 г., в 2020 г. система дополнена модулем обучения персонала ГЭС. На основе диссертации разработаны учебные курсы и методики, вошедшие в учебный процесс ЧУДПО НОУ «Институт промышленной автоматизации».

Все внедрения сопровождаются соответствующими актами.

**Личный вклад автора** на всех этапах исследования являлся определяющим и состоял в постановке цели и задач исследований, разработке методологии исследований, разработке математических и имитационных моделей, непосредственном выполнении всех исследований, обработке, апробации и опубликованию результатов.

**Диссертация соответствует паспорту специальности 05.13.06 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям):**

**- в части формулы специальности:** «... специальность, занимающаяся математическим, информационным, алгоритмическим и машинным обеспечением создания автоматизированных ... систем управления ..., включающая методологию исследования и проектирования, формализованное описание и алгоритмизацию, оптимизацию и имитационное моделирование функционирования систем, внедрение, сопровождение и эксплуатацию человеко-машинных систем. ... Актуальность развития проблемной области ... обусловлено ростом ... комплексной автоматизации производства и интегрированного управления функционированием как сетью технологических процессов, так и отдельным предприятием ... Создание на научной основе автоматизированных ... систем управления технологическими процессами, их последовательная увязка по иерархическим уровням и интеграция в единую систему сбора и обработки данных и оперативного управления повышает качество и эффективность всех звеньев производства ...»;



- **в части области исследования:** п.3 «Методология, научные основы и формализованные методы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами ...»; п.4 «Теоретические основы и методы математического моделирования организационно-технологических систем и комплексов, функциональных задач и объектов управления и их алгоритмизация.»; п.6 «Научные основы, модели и методы идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления»; п.8 «Формализованные методы анализа, синтеза, исследования и оптимизация модульных структур ...»; п.13 «Теоретические основы и прикладные методы анализа и повышения эффективности, надежности ... АСУ на этапах их разработки, внедрения и эксплуатации.»; п.15 «Теоретические основы, методы и алгоритмы интеллектуализации решения прикладных задач при построении АСУ ...»;

так как посвящена развитию теоретических основ и реализации автоматизированного управления агрегатами ГЭС с оптимальным оперативным распределением активной мощности и изменением состава агрегатов.

**Апробация работы.** Ключевые положения диссертации были представлены на 14 конференциях: III всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2007 (Санкт-Петербург, 2007); международной конференции с элементами научной школы для молодёжи «Перспективные информационные технологии для авиации и космоса» ПИТ-2010 (Самара, 2010); конференциях и семинарах АО «СМС-Автоматизация» и ООО «Сименс» в 2015-2018 г.г.; XIV Международной научно-технической конференции «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов, «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2019 (Екатеринбург, 2019); VI Международной конференции и молодёжной школы «Информационные технологии и нанотехнологии» (ИТНТ-2020); XV Международной научно-технической конференции «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов» (Саратов, 2020) и др.

**Публикации.** Основные положения диссертации представлены в 35 печатных изданиях, среди которых 13 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, 11 из них рекомендованы ВАК по специальности, 5 публикации, индексированные в международных базах цитирования Scopus и WoS, 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ, 9 учебных пособий. По результатам исследований опубликована 1 монография.

**Структура и объем работы.** Диссертация включает введение, пять глав, выводы, список литературы; изложена на 288 страницах основного машинописного текста, содержит 108 рисунков, 36 таблиц, 27 иллюстрирующих примеров, 89 формул и список источников из 180 наименований.

## Краткое содержание работы

Во введении показана актуальность, приведены требования к новому классу систем РУСА, обозначена цель, сформулированы задачи исследования, кратко описаны научная новизна, научные положения, выносимые на защиту, практическое значение результатов, сведения об апробации и основных публикациях, указана структура работы.

В первой главе диссертации приведены основные характеристики систем автоматизированного управления гидроагрегатами и систем ГРАМ ГЭС и их взаимодействие, историческая справка о предшествующих вариантах поиска решений рационального управления составом агрегатов ГЭС, сформулирована постановка задачи создания автоматизированной системы РУСА.

Активная мощность ГЭС в каждый момент определяется заданием Системного оператора единой энергосистемы РФ (СО), учитывающим множество факторов: электрическую частоту в энергосистеме, потребление энергии, связанные перетоки по линиям, водный режим ГЭС и многое другое. На гидростанциях уже давно применяются системы ГРАМ. Их основная задача – распределить общее задание на ГЭС по конкретным агрегатам станции и проконтролировать выполнение частных и общего заданий. Организационная структура схематично представлена на рисунке (Рисунок 1).



Рисунок 1 Организационная структура управления активной мощностью ГЭС

Традиционно задачу управления составом агрегатов можно упрощённо сформулировать следующим образом: пусть на ГЭС имеется  $N$  ГА, необходимо в каждый момент времени определить какие именно агрегаты  $M$  из  $N$  должны быть включены в технологический процесс для выработки заданного количества энергии.

При этом формулируются две группы критериев:

1. увеличение эффективности ГЭС,
2. минимизация рисков аварийных ситуаций за счёт учёта текущего состояния ГА: термомониторинга, вибромониторинга, контроля за состоянием гидравлических и механических защит и т.д., включая контроль за равномерным расходом ресурса ГА: поддержание равного числа часов работы, пусков/остановов за некоторый период...

Кроме того, к системе РУСА выдвигаются следующие требования:

1. выполнять задание от СО по генерации активной и/или реактивной мощности (напряжения), регулирования частоты, задание по выработке поступает по план-графику (каждые 30 мин) с глубиной до 48 часов, но может оперативно меняться в значительных диапазонах с периодом 1 секунда (задание внеплановой мощности);
2. обеспечивать необходимый диапазон регулирования активной мощности, то есть должен сохраняться необходимый резерв как на загрузку, так и на разгрузку станции на случай резкого изменения частоты в энергосистеме;
3. уменьшить число необоснованных изменений состояний агрегатов.

Обозначив  $\eta_{ГЭС}(t)$  – функция КПД ГЭС из  $N$  агрегатов,  $\eta_{ГАi}(t)$  – функция КПД ГА от времени,  $k_i(t)$  – режим работы агрегата (0 – не работает, 1 – работает, зона для многозонных агрегатов), аналогично, обозначив оценку здоровья ГЭС в виде функции

$H_{ГЭС}(t)$ , а оценку здоровья агрегатов –  $H_{ГAi}(t)$ , математически записать критерий эффективности и критерий здоровья ГЭС можно в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_{T_0}^T \eta_{ГЭС}(t) dt = \int_{T_0}^T \sum_{i=1}^N k_i(t) * \eta_{ГAi}(t) dt \rightarrow \max \\ \int_{T_0}^T H_{ГЭС}(t) dt = \int_{T_0}^T \sum_{i=1}^N k_i(t) * H_{ГAi}(t) dt \rightarrow \max \end{array} \right. \quad (1)$$

Задачу можно сформулировать: определить функции режимов работы агрегатов таким образом, чтобы эффективность ГЭС и оценка здоровья ГЭС были максимальными при выполнении ограничений. Введя следующие обозначения  $P_{ГЭС}$  – фактическая активная мощность ГЭС,  $P_{ГЭС}^3$  – заданная активная мощность ГЭС от системного оператора, включающее в себя плановую, внеплановую и другие составляющие,  $\Delta_p$  - отклонение фактической мощности от величины группового задания не должно превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на  $\pm 1\%$  номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов, но не более 9 МВт (на основе технических требований ГРАМ и ГРНРМ),  $D_{ГЭС}$  – регулировочный диапазон ГЭС, получаемый на основе разницы верхней  $P_{ГЭС}^{max}$  и нижней  $P_{ГЭС}^{min}$  границы диапазона регулирования активной мощности ГЭС,  $P_{ГAi}^{max}$ ,  $P_{ГAi}^{min}$  – границы регулировочного диапазона  $i$ -го агрегата ГЭС,  $D_{ГЭС}^3$  – заданный СО (заявленный ГЭС) диапазон регулирования мощности,  $E^3$  – заданная выработка электроэнергии,  $\Delta_e$  – допустимое отклонение выработки электроэнергии (как правило имеют дискретность в 30 минут), получим

$$\left\{ \begin{array}{l} |P_{ГЭС}(t) - P_{ГЭС}^3(t)| \leq \Delta_p \\ D_{ГЭС}(t) = P_{ГЭС}^{max}(t) - P_{ГЭС}^{min}(t) = \sum_{i=1}^N k_i(t) * (P_{ГAi}^{max}(t) - P_{ГAi}^{min}(t)) > D_{ГЭС}^3(t) \\ \left| \int_{T_0}^T P_{ГЭС}(t) dt - E^3 \right| = \Delta_e \\ \sum_{t=0}^{T-1} |k_i(t) - k_i(t+1)| \cong \sum_{t=0}^{T-1} |k_j(t) - k_j(t+1)|, i \neq j \\ \int_{T_0}^T k_i(t) dt \cong \int_{T_0}^T k_j(t) dt, i \neq j \\ \sum_{i=1}^N \sum_{t=0}^{T-1} |k_i(t) - k_i(t+1)| \rightarrow \min \end{array} \right. \quad (2)$$

Последнее требование позволяет рассматривать задачу рационального управления следующим образом: существует ли хотя бы один ГА, изменение состояния которого в перспективе планового задания мощности приведет к увеличению значения обобщённого критерия РУСА, включающего в себя как экономическую составляющую, так и составляющую оценки состояния, надёжности гидроагрегата. При такой постановке задачи следует обратить внимание на преимущество группового управления ГА по сравнению с индивидуальным – это предсказуемое изменение мощности как ГА, ГРАМ,

ГЭС. Таким образом, если предположить, что пуск ГА должен осуществляться в групповой режим, то, поскольку общее задание на ГЭС не изменяется, известно, как перераспределится задание между ГА в группе, соответственно, будет известно значение расхода и КПД ГА после изменения состава. С остановом ГА аналогично. Следовательно, систему РУСА целесообразно реализовать как дополнение систем группового регулирования.

Поиск абсолютного максимума среди КПД ГА может спровоцировать частое изменение состава ГА в виду их разных эксплуатационных характеристик на ГЭС. Кроме того, возможна ситуация, когда максимальный эффект может быть достигнут полной сменой состава работающего оборудования. Это означает, во-первых, необходимость формирования последовательности перехода из текущего состояния к оптимальному, а во-вторых, происходит необоснованное увеличение числа и частоты изменения составов ГА. Ещё один недостаток выбора абсолютного максимума – чаще будут работать ГА более эффективные в данных условиях (на данном напоре), как следствие повысится износ именно этих более эффективных агрегатов.

В этой работе предлагается планомерная последовательная оптимизация состава, всегда опирающаяся на текущее состояние ГА и на систему ГРАМ. При этом система ГРАМ занимается распределением мощности, а система РУСА анализирует возможность оптимизации состава агрегатов на основе критериев эффективности и/или оценки состояния ГА и формирует рекомендацию по однократному изменению состояния гидроагрегатов за определённый период с учетом перспективы планового задания ГЭС.

**Вторая глава диссертации** посвящена моделированию гидроагрегата  $M_{ГА}$ : статических (условно постоянных между ремонтами) основных характеристик ГА  $M_I$  и динамических параметров  $M_D$ , меняющихся с течением технологического процесса (ТП) в реальном времени и отражающими состояние ГА (температуры, вибрации и т.д.).

Гидравлическая турбина преобразует энергию водного потока в механическую энергию вращения её рабочего колеса. Эта энергия преобразуется гидрогенератором в электрическую. Водный поток ограничивается направляющим аппаратом (3):

$$P = \rho * g * h * Q * \eta_{тур} * \eta_{ген} \quad (3)$$

где  $P$  – активная мощность,  $\rho$  – плотность воды,  $g$  – гравитационная постоянная,  $h$  – напор,  $Q$  – расход воды через турбину,  $\eta_{тур}$  – КПД турбины,  $\eta_{ген}$  – КПД генератора.

Для поворотно-лопастных и радиально осевых турбин типичная расходная характеристика (РХ) представлена ниже (см. Рисунок 2): каждая линия соответствует определённому напору 6, 10, 15 метров. Рисунок 3 иллюстрирует пример эксплуатационной характеристики (ЭХ) турбины, определяющей зависимость КПД от напора и мощности.

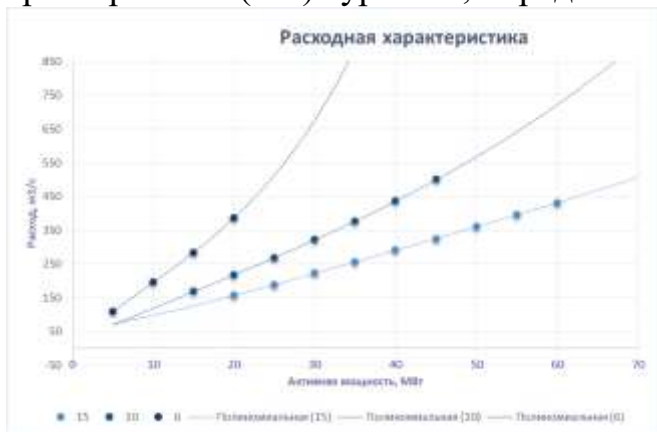


Рисунок 2 Пример РХ ГА

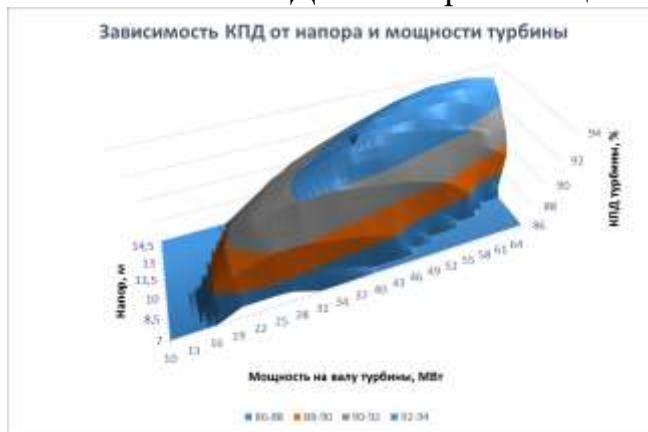


Рисунок 3 Пример ЭХ ГА

Рисунок 4 отражает зависимость КПД генератора от активной мощности(ХГ). Построив срез по ЭХ ГА для одного напора, получим график вида (Рисунок 5).

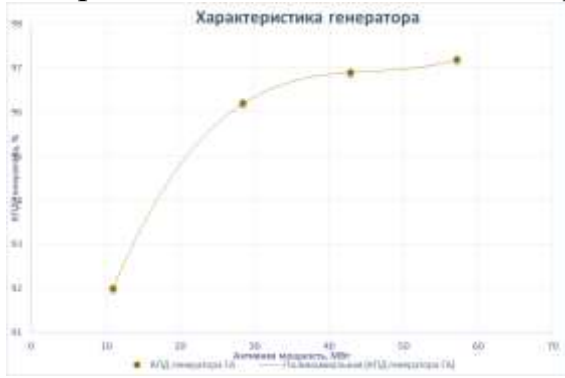


Рисунок 4 Пример ХГ ГА

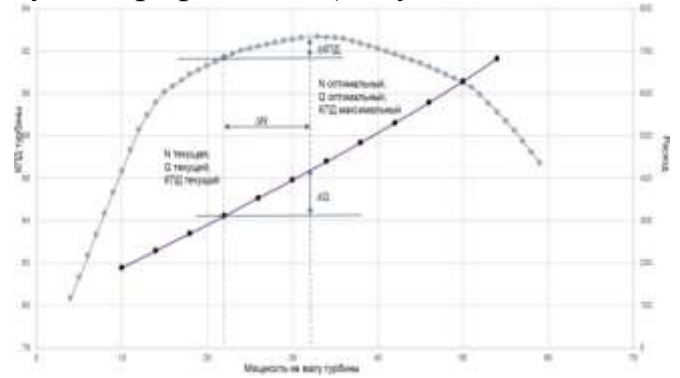


Рисунок 5 ЭХ ГА при  $h=const$

Описаны традиционные методы моделирования основных характеристик ГА  $M_I$  – табличное и полиномиальное. Характеристики задаются в виде таблицы:

$H(h_i, P_j) = \begin{pmatrix} \eta_{1,1} & \dots & \eta_{1,m} \\ \vdots & \eta_{i,j} & \vdots \\ \eta_{n,1} & \dots & \eta_{n,m} \end{pmatrix} \quad (4)$	
--	--

где  $P_j$  – активная мощность ГА,  $j=1..m$  – число срезов активной мощности во всем диапазоне эксплуатации ГА,  $h_i$  – напор,  $i=1..n$  – число срезов напора во всем диапазоне эксплуатации агрегата,  $\eta_{i,j}$  – КПД в точке  $(h_i, P_j)$ .

КПД ГА в произвольной точке  $x, y$ , где  $i-1 < x < i$ ,  $j-1 < y < j$ , определяется одним из вариантов: линейной (5),(6) или полиномиальной аппроксимацией (7) или методом обратного наименьшему расстоянию (8)

$$\eta_{i,y} = \frac{(P_y - P_{i,j-1})(\eta_{i,j} - \eta_{i,j-1})}{P_{i,j} - P_{i,j-1}} + \eta_{i,j-1} \quad (5)$$

$$\eta_{i-1,y} = \frac{(P_y - P_{i-1,j-1})(\eta_{i-1,j} - \eta_{i-1,j-1})}{(P_{i-1,j} - P_{i-1,j-1})} + \eta_{i-1,j-1}$$

$$\eta_{x,y} = \frac{(h_x - h_{i-1})(\eta_{i,y} - \eta_{i-1,y})}{h_i - h_{i-1}} + \eta_{i-1,y} \quad (6)$$

$$\eta_{i,y} = f(h_i = const, P_y) = \eta_{hi}(P_y) = \sum_{j=0}^K b_{ij} * P_y^j, \quad (7)$$

$$\eta_{x,y} = \frac{(h_x - h_{i-1})(\eta_{i,y} - \eta_{i-1,y})}{h_i - h_{i-1}} + \eta_{i-1,y} \quad (7)$$

где  $i = \overline{1, n}$  – число срезов напора во всем диапазоне эксплуатации агрегата.  $K \geq 2$  – степень полинома.

$$\eta_{x,y} = \frac{\sum_{k=1}^N w_k(x, y) * \eta_k}{\sum_{k=1}^N w_k(x, y)} \quad (8)$$

где

$$w_k(x, y) = d_k^m = (\sqrt{(x - x_k)^2 + (y - y_k)^2})^m$$

где  $m \geq 2$  – произвольное значение, обычно  $m=2$ ,  $N \geq 2$  – число близлежащих точек с известным КПД, обычно  $N=4$ , на границах зоны эксплуатации  $N=2$  или  $3$ ,  $\eta_k$  – значение КПД в близлежащей точке, обычно выбирают  $\eta_1 = \eta_{i,j}$ ,  $\eta_2 = \eta_{i-1,j}$ ,  $\eta_3 = \eta_{i,j-1}$ ,  $\eta_4 = \eta_{i-1,j-1}$ .

Недостатком полиномиального описания зачастую является значительные неточность в середине рабочей зоны ЭХ, вблизи зоны максимального КПД, к которой необходимо устремлять основное время работы ГА, недостаток решается заменой проблемного полинома на кусочно-линейную аппроксимацию (5). Традиционные методы не требовательны к ресурсам системы, просты и потому легко применимы в системах автоматизации, однако не позволяют получить представление о функции КПД как единой целой для исследования изменения функции с течением времени (от ремонта к ремонту, например, с пятилетним циклом) или для восстановления функции характеристик по малому числу наблюдений. Для этого предложены методы непрерывной многомерной аппроксимации на основе оптимального кубического Эрмитова сплайна. Для  $k$ -го отрезка Эрмитова кубического сплайна

$$S_9^{(k)}(x) = y_k + u_k(x-k) + C_k(x-k)^2 + D_k(x-k)^3$$

где первая и вторая производные равны

$$\begin{aligned} \dot{S}_9^{(k)}(x) &= u_k + 2C_k(x-k) + 3D_k(x-k)^2, \\ \ddot{S}_9^{(k)}(x) &= 2C_k + 6D_k(x-k). \end{aligned} \quad (9)$$

Поиск коэффициентов осуществляется на основе решения оптимизационной задачи на основе критерия оценки среднеквадратической кривизны сплайна:

$$J = \int_0^n \ddot{S}_9^2(x) dx = \sum_{k=0}^{n-1} \int_k^{k+1} (\ddot{S}_9^{(k)}(x))^2 dx = \sum_{k=0}^{n-1} J_k \rightarrow \min_{u_0, \dots, u_n} \quad (10)$$

Для двумерного случая

1. при заданных значениях переменной  $y_k$  построим  $n+1$  оптимальный кубический сплайн  $S_k(x | y_k)$ ,  $y_k \in \{0, 1, \dots, n\}$ .
2. Для вычисления сплайн-функции в точке  $(x^*, y^*)$  вычислим  $n+1$  значение сплайнов  $\tilde{z}_k = S_k(x^* | y_k)$  в точке  $x = x^*$ . Получим еще одну задачу интерполирования функции на сетке  $\Delta_y: 0, 1, \dots, n$  со значениями функции в узлах сетки  $\tilde{z}_0, \tilde{z}_1, \dots, \tilde{z}_n$ .
3. Построим ещё один оптимальный кубический сплайн  $S_9(x^*, y)$ . Его вычисление в точке  $y = y^*$  и даст нам искомое значение  $z^* = S_9(x^*, y^*)$ .

На основе методов непрерывной аппроксимации возможно восстановление функций на основе малого числа наблюдений. Предположим, что за время эксплуатации характеристика агрегата  $\varphi(x, y)$  изменилась  $f(x, y)$  в пространстве непрерывных функций  $C_0$  на некоторую небольшую величину  $\|f(x, y) - \varphi(x, y)\|_{C_0} < \varepsilon$  и частично может быть измерена в нескольких точках с определенной точностью  $|f(x, y)| < \delta$ , тогда используя набор преобразований: инкрементирование, смещение «фокуса», поворот на угол, несимметричное растяжение, объединенных суперпозицией, задачу можно рассматривать как задачу условной оптимизации

$$\begin{aligned} \Phi_1(X) &: \tilde{f}(x, y) \rightarrow f(x, y) + \Delta f. \\ \Phi_2(X) &: \begin{cases} \tilde{x}_0 \rightarrow x_0 + \Delta x, \\ \tilde{y}_0 \rightarrow y_0 + \Delta y. \end{cases} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\Phi_3(X): \begin{cases} \tilde{x} = x \cos \alpha + y \sin \alpha, \\ \tilde{y} = -x \sin \alpha + y \cos \alpha \end{cases}$$

$$\Phi_4(X)$$

$\Phi_\Sigma(X) = \Phi_1(\Phi_2(\Phi_3(\Phi_4(X))))$  зависит от

$p = (\Delta f, \Delta x, \Delta y, a, b, c, d, \alpha)^T$ , тогда

$$\min_p |p - (0, 0, 0, 1, 1, 1, 1, 0)^T|,$$

$$|\varphi(\Phi_\Sigma(X_k)) - f_k| - \delta \leq 0, \quad k = \overline{1, N}.$$

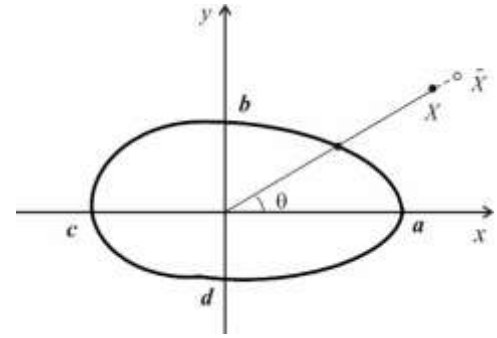


Рисунок 6 Шаблон растяжения

Проведенные численные эксперименты с заданными уровнями уменьшения КПД турбины на 1%-2,5% показали, что среднеквадратическое отклонение восстановленной ЭХ от искаженной  $SKO_{Vos}$  находится в пределах 0,3 – 0,4% процента, практически независимо от количества дополнительных точек наблюдений, что говорит о высокой эффективности предлагаемого метода восстановления ЭХ ГА ГЭС. Рисунок 8 для наглядности показывает верхние (max) и нижние (min)  $SKO_{Vos}$ , достигнутые в результате тестовых испытаний. Как видно из рисунка даже наихудшее восстановление характеристики незначительно отличается от среднестатистического случая.

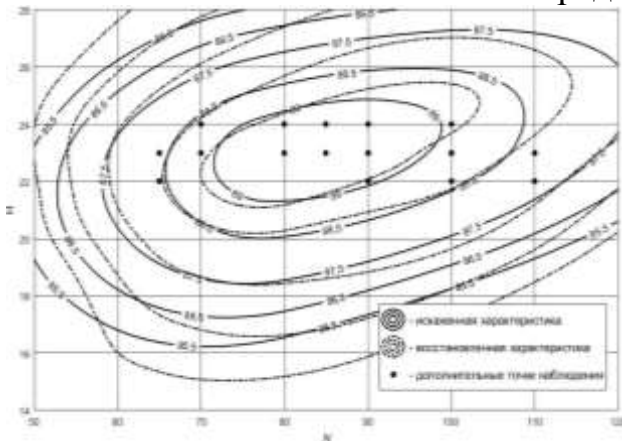


Рисунок 7 Восстановление искаженной ЭХ гидротурбины по 16 точкам.

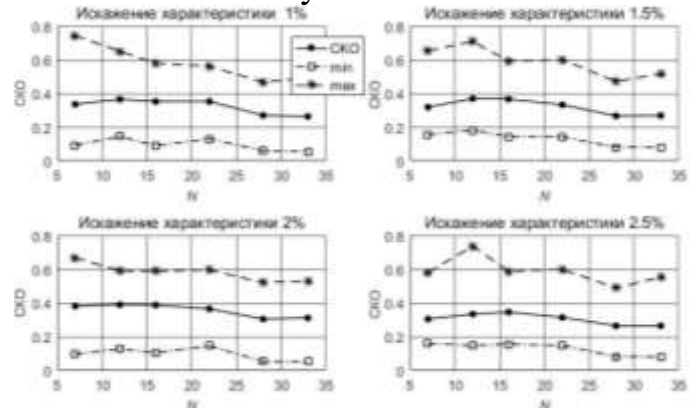


Рисунок 8 Оценки погрешностей восстановления ЭХ гидротурбины для различных уровней искажений исходной ЭХ.

Далее на базе основных характеристик ГА сформулирован критерий эффективности ГА, выраженный в потенциальной потере выработанной энергии относительно его выработки с максимальным КПД на том же напоре, при расходе того же объема воды. Потенциальные потери основаны на взаимосвязи основных физических параметрах: преобразовании потенциальной энергии воды в электрическую энергию (3). Критерий отражает отклонение от идеальной рабочей точки ГА – максимального КПД, объективен по отношению ко всем агрегатам, установленным на станции независимо от их возраста.

Принимая во внимание ЭХ турбины при постоянном напоре (Рисунок 5), а также характеристики генератора (Рисунок 4) можно сформулировать потенциальные потери от неоптимальной работы ГА, как состоящего из турбины и генератора (3):

$$D_{GAi}^{\partial} = N_{текущая} * \eta_{ген_{текущее}} - \frac{Q_{текущее}}{Q_{оптимальный}} * N_{оптимальная} * \eta_{ген_{при\ max(\eta_{турб})}} \quad (12)$$

где  $D_{GAi}^{\partial}$  - потенциальные потери для  $i$ -го агрегата ГЭС,  $N_{текущая}$  – мощность на валу турбины ГА в рассматриваемый момент времени,  $\eta_{ген_{текущее}}$  – КПД генератора,  $Q_{текущий}$

– расход через турбину в рассматриваемый момент времени,  $Q_{\text{оптимальный}}$  – расход через турбину, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени,  $N_{\text{оптимальная}}$  – мощность на валу турбины ГА, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени;  $\eta_{генпри\max(\eta_{тур})}$  – КПД генератора, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени:

$$\begin{aligned} N_{\text{оптимальное}} : \eta_{тур}(h = \text{const}) \rightarrow \max \\ Q_{\text{оптимальный}} = Q(h = \text{const}, N_{\text{оптимальное}}) \end{aligned} \quad (13)$$

Иными словами, физический смысл выражения (2): **затраченная вода при работе с оптимальным КПД позволила бы выработать больше энергии.**

При этом для упрощения расчетов целесообразно функцию  $N_{\text{оптимальная}}$  описать отдельно полиномом или кусочно-линейной аппроксимацией.

Выражение (12) выделяет две области потенциального эффекта ГА:  $D_{\text{ГАi}}^{\text{э}} \geq 0$  – эффективный и неэффективный (Рисунок 9).

С точки зрения автоматизации процесса регулирования мощности заметно проще ввести агрегат в диапазон мощности, в котором ГА будет работать достаточно эффективно, в отличие от стремления к единой оптимальной точке.

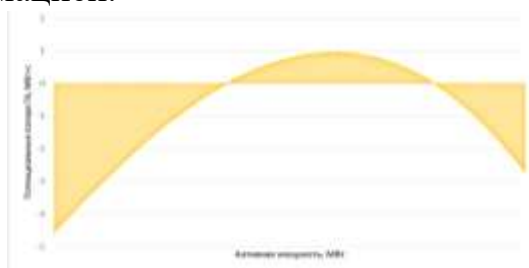


Рисунок 9 Зависимость потенциальных потерь от мощности

Наличие диапазона позволит ввести гистерезис и избавить ГА от частого регулирования (тем самым снизить нагрузку на его органы регулирования). Поскольку важно только отклонение от эффективного состояния, то эффект РУСА может быть определён как величина потенциальных потерь ГА со знаком “минус”. Кроме того, принимая во внимание, что эффективная работа одного ГА не делает работу другого более эффективной, необходимо в диапазоне эффективной работы ГА величину потенциальных потерь приравнять нулю. Тогда потенциальный эффект для ГА будет обладать свойством аддитивности, можно записать:

$$E_{\text{ГАi}} = \begin{cases} -D_{\text{ГАi}}^{\text{э}}, D_{\text{ГАi}}^{\text{э}} < 0 \\ 0, D_{\text{ГАi}}^{\text{э}} \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

Вторая часть **второй главы** посвящена моделированию параметров ГА  $M_D$ , необходимых для оценивания состояния ГА. Риск нештатной ситуации на ГА оценивается как отклонение реальных значений параметров ГА из АСУТП от модельных, построенных на основе синтеза исторических значений параметров АСУТП и знаний экспертов. Такие модели называются функционально-ориентированными. При построении таких моделей важно в первую очередь описать неопределённость, свойственную параметрам АСУТП. Производится обзор существующих методов определения достоверности, неопределенности, выявляются основные недостатки существующих методов такие как: несистемность, неясность, нечеткость, требование значительных ресурсов. Исследуется возможность оценивания достоверности при помощи традиционного анализа, управления погрешностями, вероятностных методов, а также с использованием таких методов, как теория возможностей, нечёткая логика, аппарат N-моделей. При выборе математического аппарата учитываются ограничения на время принятия решения и ресурсы промышленных контроллеров, как особо распространённых в системах АСУТП. Для каждого направления определяются границы применимости для модели РУСА ГЭС.



Системную оценку достоверности предлагается формировать на основе нечёткой логики: как меру вхождения значения параметра (с учётом погрешностей измерения, передачи, вычислений) в характерный диапазон, свойственный этому параметру в рассматриваемый момент времени. Формализация на основе нечёткой логики позволяет интегрировать в алгоритмы управления историю функционирования АСУТП опыт и знания экспертов, а также функциональные зависимости параметров. При этом процедура оценивания достоверности параметров на основе нечёткой логики представляет собой алгоритм низкой вычислительной сложности, что имеет большое значение в системах реального времени. Динамическое формирование характерных диапазонов изменения параметров контроля и управления АСУТП предлагается выполнить на основе методов и средств имитационного моделирования, как наиболее перспективных для достижения поставленной цели. Математическая модель для оценки достоверности параметров на основе сравнения измеренной величины и некоторого диапазона, характерного для этого параметра в рассматриваемый момент времени. А также описывается методика построения имитационной модели технологического процесса, формирующей характерные диапазоны(ХД) значений для параметров системы в режиме реального времени на основе исторических и экспертных данных. Приводится алгоритм параметризации имитационной модели(ИМ). Глава оканчивается пошаговым алгоритмом описания функционально-ориентированной модели для системы РУСА.

Принцип следующий: на основе функционально-ориентированных моделей создаётся цифровой двойник или виртуальный образ гидроагрегата и сравнение образа и реальности формирует оценку состояния агрегата для системы РУСА.

Модель гидроагрегата состоит из множества параметров, каждый из которых описывается характерным интервалом, который определяется на основе экспертных оценок, истории функционирования САУ и других функциональных зависимостей. Мера вхождения значения параметра в характерный диапазон определяет достоверность параметра и, соответственно, близость реального параметра с виртуальным образом. Мера описывается нечёткой величиной.

В представленной работе для описания функционально-ориентированной модели ТП используется исторически сложившееся описание в виде технологических режимов. Рассмотрим на примере элементарной карты состояний гидроагрегата (см. Рисунок 10).

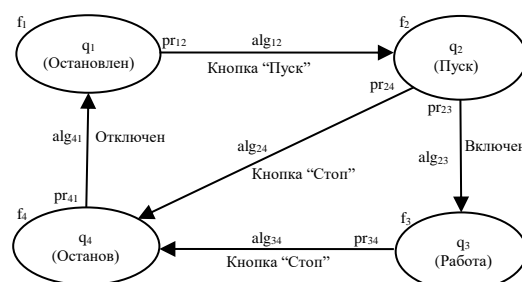


Рисунок 10 Технологические режимы

Пусть ТП характеризуется множеством входных и выходных параметров  $Y = \{y_1, \dots, y_n\}$  и режимов  $Q = \{q_1, \dots, q_m\}$  его функционирования. В каждом режиме поведение параметров качественно отлично от поведения в других режимах. Каждому режиму соответствует одна из функций, реализуемых процессом,  $F = \{f_i: T \times Y \rightarrow Y\}$ , где  $T$  – заданный временной интервал. Функции описывают поведение параметров ОУ на основе экспертных оценок, ретроспективных данных и/или косвенных измерений. Переход из одного режима в другой осуществляется по выполнению некоторого условия и выполняется по некоторому алгоритму. Множество режимов и переходов описываются ориентированным графом  $S = \{Q, E\}$ , где  $E = \{(q_i, q_j), i, j = 1, m\}$  – множество дуг. Тогда каждой дуге соответствует пара: предикат  $pr_i: T \times Y \rightarrow \{0, 1\}$  и алгоритм  $alg_i$ . Причём каждый режим может содержать подрежимы, то есть каждый узел графа может быть гиперузлом. Тогда ИМ ТП описывается

гибридным автоматом:

$$H = \{Y, S, Q_0, F, Pr, Alg\}, \quad (15)$$

где  $Q_0$  – определяет множество начальных режимов.

Проблемам описания систем управления гибридными автоматами посвящены работы Д. Форрестера, Д. Харела, Д. Буча, И. Якобсона, Д. Раумбаха, Б. Селика, А.С. Устенко, Н.П. Бусленко, А.Н. Мелихова, Ю.Г. Карпова, Ю.Б. Сениченкова, Ю.Б. Колесова и др.

Пусть в некоторый момент времени  $t \in T$  в АСУТП наблюдается некоторое значение параметра  $y \in Y$ , тогда действительное значение параметра ТП  $y^*$  может быть оценено интервалом с учётом ошибок измерения и преобразования, передачи данных, вычисления и прочих:

$$Y = [y - a, y + a], \quad (16)$$

где  $a > 0$  – величина, характеризующая неопределённость параметра в рассматриваемый момент времени. Существует большое количество методов оценивания величины  $a$ , описанных в работах Дж. Сквайрса, Н.И. Тюрина, П.В. Новицкого и других.

Достоверность наблюдаемого значения параметра ГА есть степень соответствия этого значения  $y$  действительному значению параметра  $y^*$ . В этом случае достоверность обратно пропорциональна отклонению  $|y - y^*|$ . Однако на практике в динамике техпроцесса действительное значение  $y^*$  неизвестно, поэтому достоверность можно оценить только в результате сравнения с другой величиной – характерным диапазоном (ХД) значений параметра.

Пусть задан ХД изменения параметра  $y$  как экспертная интервальная оценка:

$$Y_{хар} = [y_{min}, y_{max}], \quad (17)$$

Введём оценку достоверности  $D$  как результат сравнения наблюдаемого значения параметра  $y$  с границами характерного диапазона этого параметра  $Y_{хар}$ . Достоверность значения параметра  $D(y, Y_{хар})$  оценим мерой вхождения интервала  $Y$  в интервал  $Y_{хар}$ , определённой на интервале  $[0; 1]$ :

$$D(y, Y_{хар}) = \begin{cases} 0, & y - a > y_{max} \text{ или } y + a < y_{min} \\ 1, & y - a > y_{min} \text{ и } y + a < y_{max} \\ \frac{y + a - y_{min}}{2a}, & y - a \leq y_{min} \\ \frac{y_{max} - (y - a)}{2a}, & y + a \geq y_{max} \end{cases} \quad (18)$$

Функция  $D(y, Y_{хар})$  является трапецидальной функцией принадлежности нечёткой величины  $\bar{y}$  и оценивает достоверность наблюдаемого значения параметра  $y$ . Тогда достоверность наблюдаемого значения можно представить лингвистической переменной, заданной на множестве  $[0, 1]$ : (“достоверно”, “недостоверно”) с соответствующими функциями принадлежности  $D(y, Y_{хар})$  и  $1 - D(y, Y_{хар})$ .

$$M(y) = \begin{cases} D(y, Y_{хар}) \geq d_{trust}: \text{достоверно} \\ D(y, Y_{хар}) < d_{doubt}: \text{недостоверно,} \\ d_{doubt} \geq D(y, Y_{хар}) > d_{trust}: \text{сомнительно.} \end{cases} \quad (19)$$

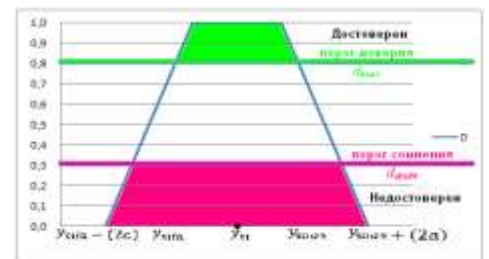


Рисунок 11 Интерпретация оценки достоверности

Интерпретация достоверности может быть различной, один из вариантов предполагает использование порога доверия и порога сомнения:  $d_{trust}, d_{doubt} \in [0, 1]$  и  $d_{trust} > d_{doubt}$  (см. Рисунок 11). В общем случае для некоторых параметров  $y_i \in Y$  системы можно сформировать несколько ХД  $Y_{\text{хар}_i}^{(j)}, j = \overline{1, k_i}$  вида (17), где  $k_i$  зависит от количества экспертов. Тогда для каждого ХД  $Y_{\text{хар}_i}^{(j)}$  можно определить нечёткую величину  $\bar{y}_i^{(j)}$  с оценкой достоверности  $D(y_i, Y_{\text{хар}_i}^{(j)}), 1 \leq j \leq k_i$ , где  $k_i$  – общее число интервальных оценок параметра  $y_i$ . Усреднение ХД проводится согласно методу экспертных оценок. Среднюю оценку достоверности параметра  $y_i$  можно получить на основе нечёткой арифметики несколькими способами: объединением нечётких величин, анализом минимумов и максимумов функций принадлежности и другими. Способ расчёта должен отвечать требованию низкой вычислительной сложности для вычислений в реальном времени. В этой связи предлагается использовать линейную комбинацию нечётких величин, где коэффициенты определяются методом экспертных оценок:

$$D(y_i) = \sum_{j=1}^k \alpha_j D(y_i, Y_{\text{хар}_i}^{(j)}), \text{ при } \sum_{j=1}^k \alpha_j = 1 \quad (20)$$

где  $D(y_i)$  – средняя оценка достоверности параметра  $y_i \in Y$ ,  $D(y_i, Y_{\text{хар}_i}^{(j)})$  – достоверность параметра  $y$  по  $j$ -му ХД,  $\alpha_k \in [0; 1]$  – весовой коэффициент, задаваемый экспертом исходя из анализа приоритетов ХД.

В случае отказа источника данных параметра в алгоритмах АСУТП ГА может быть использовано модельное значение, полученное на основе представленной оценки достоверности. Модельное значение предлагается вычислять как нечёткое среднее по всем  $\bar{y}_i^{(j)}$ , эта величина совпадает с медианой среднего ХД согласно (18):

$$\langle y \rangle = \frac{1}{2} \left( \sum_{j=1}^k \alpha_j (y_{\min}^{(j)} + y_{\max}^{(j)}) \right) \quad (21)$$

Поскольку управление на основе только модельных оценок приведёт к непрогнозируемому результату, возможность такого управления должна быть ограничена. Для этого предположим, что не содержится дублирующих параметров. Тогда достоверность всей системы определяется минимальной достоверностью параметров системы:

$$D(Y) = \min_i D(y_i), \quad (22)$$

Управление объектом АСУТП ГА чаще всего нецелесообразно при  $D(Y) < d_{trust}$ , в таких случаях объект лучше остановить для ремонта и профилактики. Агрегаты с наименьшим значением  $D(Y)$  будут рекомендованы системой РУСА к останову.

Достоверность группы дублирующих параметров определяется максимальной достоверностью параметра в группе, при этом в выражении (22) всю группу дублирующих параметров представляет только параметр с максимальной достоверностью.

В диссертационной работе предлагается методика формирования ХД параметра, основанный на ИМ ТП и учитывающий историю функционирования АСУТП ГА, опыт экспертов и функциональные зависимости между параметрами процесса. Предлагаемый подход оценивания достоверности описывает ожидаемое поведение значений параметров ТП и исключает основные источники недостоверности параметров. Основные

трудности при создании ИМ ТП связаны с формальным описанием истории функционирования АСУТП и функциональных зависимостей.

Оценка достоверности на основе исторических данных предполагает сравнение значения параметра в настоящий момент времени согласно (16) с аналогичными значениями в прошлом. Учитывая, что число предшествующих реализаций постоянно увеличивается, удобно выделить диапазон *характерных* значений параметра в каждом из режимов, и производить сравнение текущего значения параметра с границами диапазона.

Рассмотрим формирование ХД, основанное на экспериментальных данных о поведении параметра контроля и управления АСУТП, в одном режиме  $q \in Q$ , где  $Q \in H$  (15). Пусть имеется  $N$  реализаций некоторого режима, тогда значение параметра  $y \in Y$  в каждый момент времени можно с некоторой уверенностью заключить в интервал, определённый предыдущими реализациями  $y^{(1)}, \dots, y^{(N)}$ , которые, в общем случае, имеют различную длительность режима  $T_1 \dots T_N$ . Отсчитывая время от начала режима  $t \in [0, \max(T_1 \dots T_N)]$ , значение параметра  $y$  в некоторый момент времени  $t \in T$  предположительно можно заключить в интервал между наименьшим и наибольшим значениями параметра из всех реализаций на данный момент времени  $t$ :

$$\min(y^{(1)}(t), \dots, y^{(N)}(t)) = y_{\min}(t) \leq y(t) \leq y_{\max}(t) = \max(y^{(1)}(t), \dots, y^{(N)}(t)) \quad (23)$$

Объединяя наименьшие значения параметра во всех реализациях режима одной функцией, а наибольшие – другой, получается пара функций, которая в каждый момент времени образует интервал  $Y_{xap}$  вида (17), содержащий значения всех предшествующих реализаций параметра. В каждом из режимов на основе экспериментальных данных из архива АСУТП ГА можно сформировать ХД изменения параметра. Кроме минимаксного в диссертационной работе рассматриваются нечёткий и случайный подходы.

Заметим, что ХД, сформированный описанным способом, зависит от числа реализаций  $N$ : чем меньше реализаций, тем ниже уверенность в том, что  $N+1$  реализация будет принадлежать сформированной интервальной области. Очевидно, недостаток ретроспективных данных может восполнить эксперт ТП: он определяет величину, на которую следует изменить ХД в каждом режиме. Для уменьшения количества режимов, а также для формализации поправок эксперта в работе описываются варианты описания границ ХД на основе аппроксимации с использованием нелинейных функций.

Идентификация параметра  $y(t)$ , где  $t \in [0, T_q]$  – временной интервал реализации режима  $q \in Q$  проводится согласно следующему алгоритму:

1. Эксперт предполагает вид функций, описывающих ХД:  $Y_{xap}(t) = [y_{\min}(t); y_{\max}(t)]$ .
2. Эксперт задаёт максимально допустимую ошибку описания режима  $E_{max}$ .
3. По среднеквадратичному критерию определяются необходимые коэффициенты описания границ ХД  $y_{\min}(t); y_{\max}(t)$  путём аппроксимации экспериментальных данных значений параметра  $y$  из архива АСУТП, заданных дискретно и регулярно с периодом  $\Delta t$ :

$$y_{\min}^{БД} = \{y_{\min_i}^{БД}\}, y_{\max}^{БД} = \{y_{\max_i}^{БД}\}, \text{ где } i = 0 \dots \frac{T_q}{\Delta t} \quad . \quad \text{Обозначив } y_{\min_i} = y_{\min}(t_i) \quad ,$$

$$y_{\max_i} = y_{\max}(t_i), \text{ получим:}$$

$$E = \underline{E} + \bar{E}: \quad \underline{E} = \sum_i (y_{\min_i} - y_{\min_i}^{БД})^2 \rightarrow \min \quad \bar{E} = \sum_i (y_{\max_i} - y_{\max_i}^{БД})^2 \rightarrow \min \quad (24)$$

4. Если общая ошибка  $E$  не превышает максимальной величины  $E_{max}$ :  $E \leq E_{max}$ , то включаем  $Y_{xap}(t)$  в множество функций  $F$  имитационной модели (15):  $Y_{xap}(t) \in F$ .

5. В противном случае  $E > E_{max}$ , необходимо сделать новое предположение о виде  $Y_{хар}(t)$ , или разбить режим  $q$  на подрежимы, после чего выполнить идентификацию.

Описание ХД на основе исторической информации и оценок эксперта даёт грубую оценку достоверности всех параметров. Эта оценка может быть улучшена за счёт уменьшения ХД. Сокращение ХД может быть выполнено на основе расчёта значения параметра через значения других параметров с использованием формализованных закономерностей, описанных в виде функций из предметной области технологического процесса, включая эмпирические зависимости.

Оценка достоверности на основе функциональных зависимостей предполагает сравнение измеренного значения параметра в настоящий момент времени согласно (16) с расчётным значением этого же параметра в тот же момент времени. В множество функций  $F$  карты состояний (15) включаются функциональные зависимости вида:

$$Y_{i_{расчётное}} = f(Y_1 \dots Y_{i-1}, Y_{i+1} \dots Y_n) \quad Y_{i_{хар}} = Y_{i_{расчётное}} = [y_{i_{min}}; y_{i_{max}}] \quad (25)$$

где  $Y_{i_{расчётное}}$  – интервальное вычисленное значение параметра  $y_i$ ,  $f$  – интервальная функция,  $Y_1 \dots Y_{i-1}, Y_{i+1} \dots Y_n$  – интервальные значения параметров,  $i = \overline{1, n}$  вида (16) в рассматриваемый момент времени,  $n$  – число параметров ГА.

В общем случае не для всех параметров контроля и управления может быть сформулирована функциональная зависимость, но для некоторых параметров ГА у можно сформировать систему интервальных равенств  $f^{(j)}$  вида (25), по каждому из которых может быть получена оценка достоверности (20). Вычисление функций (25) и решение системы может быть организовано с использованием широко известных достоверных вычислений, интервального анализа или недоопределённых моделей.

Функционально-ориентированные модели описывают идеальное эталонное функционирование ГА с необходимой точностью и с необходимой детализацией, ограниченной лишь экспертом, для решения задачи контроля достоверности. В работе описана граница управления для ГА, достоверность параметров которых вышла за пороговое значение. Очевидно, что для использования моделей в системе РУСА все параметры ГА должны быть достоверны. При этом следует заметить, что поскольку в модели описывается нормальное поведение, то любое отклонение, связанное, в том числе, с предупредительными и аварийными ситуациями, будет зафиксировано как “недостоверное”. Таким образом, можно сформулировать критерий оценки состояния ГА для изменения состава агрегатов следующим образом:

$$\begin{aligned} &\text{на пуск: } D_{ГАi}(Y) \rightarrow \max, \\ &\text{на останов } D_{ГАi}(Y) \rightarrow \min. \end{aligned}$$

Иными словами, предпочтительным к переводу агрегата с индивидуального управления на групповое или предпочтительным к пуску агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров которого выше. Также предпочтительным к переводу агрегата с группового управления на индивидуальное, или предпочтительным к останову агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров которого ниже. Также можно использовать для критерия оценки состояния ГА количество достоверных, количество сомнительных и количество недостоверных параметров ГА. Тогда, очевидно, что предпочтительным к пуску агрегатом будет агрегат, содержащий наибольшее количество достоверных параметров и наименьшее количество сомнительных или недостоверных параметров. На останов – наоборот.

Алгоритм приведён ниже

1. Определение параметров гидроагрегата, необходимых для определения состояния агрегата. Чаще всего выделяют следующие параметры: активная мощность, открытие направляющего аппарата, напор, расход воды через турбину, частота вращения агрегата, температуры подпятника, подшипника, вибрации, биения.
2. Задание функциональных зависимостей. Например, ХГ, ЭХ, РХ или эмпирических.
3. Для каждого параметра ГА<sub>*i*</sub> формируется карта состояний, в каждом состоянии определяется характерный диапазон.
4. В режиме исполнения модель контролирует достоверность всех параметров, то есть определяется близость реальной модели цифровой.
5. Вычисляется достоверность параметров *i*-го агрегата в целом.
6. Массив достоверностей по ГА сортируется по убыванию, ГА соответствующий первому элементу массива рекомендуется к пуску, последний – к останову.

Кроме меры достоверности (уставок) для оценки состояния агрегатов могут использоваться  $H_{ГАi}$ : наработка ГА (в сети, в ограниченных или запрещенных зонах), число пусков, прохождений через зоны запрещенной, ограниченной работы, количество аварийных, предупредительных, технологических сообщений за период и другие.

**Третья глава** содержит основные теоретические положения по моделированию групповых систем управления активной мощностью, к которым отнесена и вновь создаваемая система автоматизированного РУСА.

Сформулирован критерий повышения эффективности ГЭС, который образуется на основании суммы потенциальных эффектов ГА ГЭС –эта величина характеризует максимальную границу возможной оптимизации ГЭС от системы РУСА. Рекомендации РУСА имеет смысл только тогда, когда изменение состояния ГА приведёт к повышению эффективности ГЭС, этот эффект от выполнения данной рекомендации обозначен как минимальный эффект РУСА. Таким образом формируется интервальная величина, оценивающая минимальный и максимальный эффект от рекомендации системы РУСА.

Выражение (12) основано на физической природе и выражает отклонение выработки агрегата от значения выработки в оптимальном диапазоне работы. В силу выражения (14), необходимого для обеспечения условия аддитивности, сформулированного в самом начале главы, можно определить потенциальную эффективность работы ГЭС в целом как суммарное значение потенциальных эффектов всех агрегатов ГЭС в данных условиях (данный момент времени, работающие агрегаты, постоянный напор и т.д.).

$$E^{\max} = \sum_i E_{ГАi} \rightarrow \min \quad (26)$$

Очевидно, что для ГЭС необходимо устремить потенциальные потери к минимуму. Иными словами, при фиксированном напоре из двух состояний ГЭС, определяемых разными наборами работающих агрегатов, предпочтительным является то, где потенциальные потери ГЭС меньше. Основываясь на выражении (26), можно определить необходимость изменения состава агрегатов от системы РУСА: пуск, останов или перевод агрегата через зону нежелательной или ограниченной работы. При изменении состоянии одного агрегата из группы, задание на группу остаётся неизменным, как следствие разность мощности, вызванная изменением состояния *j*-го агрегата, перераспределяется по остальным агрегатам группы с учётом их индивидуальных и групповых ограничений. Если изменение состояние одного *j*-го агрегата приводит к максимальному уменьшению суммарного значения потенциальных потерь, при условии, что все ограничения также

будут выполняться, то это изменение может считаться рекомендованным по критерию увеличения КПД ГЭС.

$$\begin{aligned}
 P_{opt} &= \frac{Q_{\Gamma Ai \text{ при } \Delta Pj}}{Q_{\text{оптимальный}}} * N_{\text{оптимальное}} * \eta_{ген \text{ при } \max(\eta_{турб})} \\
 P_{\text{при } \Delta Pj} &= N_{\Gamma Ai \text{ при } \Delta Pj} * \eta_{ген \Gamma Ai \text{ при } \Delta Pj} \\
 E(j)_{\Gamma Ai}^{PUSA} &= \begin{cases} |P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{opt}|, & P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{opt} < 0 \\ 0, & P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{opt} \geq 0 \end{cases} \\
 E^{PUSA} &= \min_j \sum_i E(j)_{\Gamma Ai}^{PUSA}
 \end{aligned} \tag{27}$$

Разница потенциальных потерь мощности в настоящий момент времени и после лучшего изменения состояния агрегатов определяет минимальный эффект от рекомендации РУСА.

$$E^{\min} = E^{\max} - E^{PUSA} \tag{28}$$

Таким образом, получаем интервальную оценку, определяющую потенциал системы РУСА  $E=[E^{\min}; E^{\max}]$ . Минимальный эффект от РУСА  $E^{\min}$  – это такой эффект, когда в случае рекомендации РУСА по изменению состояния одного ГА суммарный эффект ГЭС (ГРАМ) становится больше, чем текущий показатель эффективности по ГЭС (ГРАМ), то есть уменьшаются потенциальные потери ГЭС. Максимальный эффект от РУСА  $E^{\max}$  – фактически означает, что все ГА, включённые в ГРАМ, работают без потерь, теоретически возможно, когда ГЭС приблизится к этой величине или даже будет равна ей, возможно, после выполнения нескольких рекомендаций системы РУСА. Рекомендация системы РУСА выдаётся если  $E^{\min} > 0$  при выполнении всех ограничений.

Пример расчёта мгновенной рекомендации РУСА: пусть ГЭС из восьми поворотно-лопастных ГА получает задание ГРАМ 297,8 МВт, потенциальные потери всех восьми работающих ГА на данный момент составляют  $E^{\max}=1,2$  МВт, по формуле (27) вычислив наименьшее значение потерь ГЭС будет при останове ГА№7 и составит  $E^{PUSA}=0,4$  МВт. Таким образом эффект от РУСА в данный момент времени составляет интервальную величину от 0,8 МВт (от одной рекомендации) до потенциально возможных 1,2 МВт.

К недостатку предложенного критерия следует отнести тот факт, что ЭХ и РХ, выданные производителем турбины, генератора со временем могут претерпеть значительные изменения, однако принципиально их вид не изменится, принцип расчёта при этом остаётся неизменным. Для актуализации и уточнения эффекта следует периодически подтверждать характеристики ГА натурными испытаниями (о чем рассказано в главе 2).

Параграф 3.2 уделен моделированию системы ГРАМ ГЭС. Особое внимание заслуживают функции распределения мощности по агрегатам, предложено три новых функции распределения мощности, каждая из которых обладает целым рядом преимуществ над традиционным распределением по равенству мощностей. Всем сформулированным требованиям удовлетворяет функция распределения по долевному равенству отклонений от максимального КПД. Групповое регулирование на основе этой функции распределения учитывает индивидуальные особенности гидроагрегатов, повышает эффективность ГЭС, увеличивает скорость реакции ГЭС на изменение задания СО не на ограничении.

Проведённое исследование показало, что ГЭС редко работает в оптимальном режиме, одной из причин неоптимальности может быть слишком широко используемый

закон распределения по равенству мощностей между агрегатами, который при различных эксплуатационных характеристиках агрегатов не может обеспечить высокого КПД.

Закон распределения по равенству мощностей кратко может быть охарактеризован формулой  $P_{ГА} = \frac{P_{ГРАМ}}{N}$ , где задание на ГА формируется делением задания ГРАМ на количество ГА в группе. Реальное же моделирование системы ГРАМ с функцией равномерного распределения мощностей осуществляется при помощи итеративного алгоритма:

1) Пусть есть некое задание ГРАМ  $P_{ГРАМ} = const$  в данный момент времени.

2) Нераспределённое задание делится на количество агрегатов, находящихся не на ограничении, получаем предварительное задание на каждый агрегат  $P$ .

3) Формируется поагрегатное задание с учётом их ограничений, зон нежелательной работы. То есть для каждого агрегата, если  $P < P_{min}$ ,  $\Delta = P_{min} - P$ ,  $P_{ГАi} = P_{min}$ , если  $P > P_{max}$ ,  $\Delta = P - P_{max}$ ,  $P_{ГАi} = P_{max}$ , иначе  $P_{ГАi} = P$ .

4) Суммируем поагрегатную разницу между ограничением и заданием агрегата для агрегатов на ограничении, таким образом узнаем нераспределённое задание  $\Delta_{ГЭС} = \sum_{i=1}^N \Delta_i$ ,  $N$ -количество агрегатов на ограничении

5) Если все задание распределено ( $\Delta_{ГЭС} = 0$ ) – алгоритм завершается, если все агрегаты на ограничении ( $N = N_{ГРАМ}$ ) – задание не может быть выполнено, если только часть агрегатов на ограничении, а остальные имеют диапазон регулирования, то возвращение к этапу 2).

В альтернативу функции распределения по равенству мощностей предложен другой закон долевого равенства отклонений от максимального КПД: для каждого ГА фиксируется эталонная точка для данного напора, совпадающая с мощностью при максимальном КПД ГА. Сумма мощностей ГА в группе при их максимальных КПД образует идеальное, эталонное задание мощности ГЭС в данный момент. В случае если поступающее задание выше идеального, то все агрегаты загружаются пропорционально имеющемуся у них диапазону на загрузку с равными долями. Если задание ГЭС меньше идеального, то вместо диапазона на загрузку используется диапазон на разгрузку.

$$P_{ГЭС \max \eta} = \sum_{i=1}^N P_{ГАi \max \eta}$$

$$DP_{загрузка} = \sum_{i=1}^N (P_{max_{ГАi}} - P_{ГАi \max \eta})$$

$$DP_{разгрузка} = \sum_{i=1}^N (P_{ГАi \max \eta} - P_{min_{ГАi}}) \quad (29)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ГРАМ} > P_{ГЭС \max \eta}: P_{ГАi} = P_{ГЭС \max \eta} + \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭС \max \eta}}{DP_{загрузка}} (P_{max_{ГАi}} - P_{ГЭС \max \eta}) \\ \text{иначе} : P_{ГАi} = P_{ГЭС \max \eta} - \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭС \max \eta}}{DP_{разгрузка}} * (P_{ГЭС \max \eta} - P_{min_{ГАi}}) \end{array} \right.$$

Достоинства этого метода по сравнению с традиционным: учитывает КПД ГА, в общем случае для ГЭС с разными типами ГА возможно добиться нулевых потенциальных потерь, применим для ГЭС с любыми ЭХ ГА, любыми диапазонами, в том числе учитывает индивидуальные зоны ограниченной и запрещённой работы (в этом случае в формулы подставляются ограничения текущей зоны), скорость реакции на изменение



задания СО максимальна, поскольку регулирование осуществляется всеми агрегатами сразу. На ограничения выходят также все агрегаты одновременно. Недостаток один - сложность в отличие от распределения по равенству мощностей.

Проведена апробация предложенного метода на основе реальных данных ГЭС за водный её цикл. Сравнение подходов распределения активной мощности ГРАМ ГЭС: традиционного (по равенству мощностей) и ориентированного на повышение эффективности ГА и ГЭС (по долевному равенству отклонений от максимального КПД) показало увеличение числа рекомендаций РУСА на 5%, а увеличение эффекта минимум на 18%. Полученный результат обусловлен более эффективным распределением задания мощности среди агрегатов.

Параграф 3.3 рассматривает различные варианты планирования времени изменения состава ГА для снижения нагрузки на регулирующие органы ГА, обеспечения заданной выработки энергии в рассматриваемом периоде, достижения равенства мощности ГЭС заданию плановой мощности СО, повышения эффективности ГЭС. Исследования показали, что наиболее эффективным моментом времени для изменения состава агрегатов является ситуация, когда потенциальные потери ГЭС действующего состава агрегатов становятся хуже, чем потенциальные потери ГЭС после изменения состава.

Параграф 3.4 описывает принципы построения системы РУСА на основе критерия повышения эффективности ГЭС, затем после описания вариантов многокритериального принятия решения алгоритм обобщается с учетом оценки состояния агрегатов.

Алгоритм работы РУСА по критерию повышения эффективности ГЭС:

1. Копируем в модель текущее состояние агрегатов, их мощности, признак участия в групповом режиме регулирования ГЭС, общее задание мощности из ГРАМ.
2. Рассчитываем индивидуальные задания на ГА по алгоритму распределения мощности ГРАМ. Они должны полностью совпадать с реальными значениями в системе ГРАМ.
3. Определяем оптимальный расход каждого ГА при данном напоре по РХ и ЭХ. По ЭХ определяется максимальный КПД турбины, и соответствующее значение активной мощности (или мощности на валу турбины). Затем по РХ определяется соответствующий этой мощности расход через турбину, именно он и называется оптимальным.
4. Оцениваем потенциальный эффект каждого агрегата, напомним, что потенциальный эффект агрегата может быть выражен мощностью, которая могла бы быть выработана при текущем расходе, но при работе с максимальным КПД. Разница между потенциально возможной выработкой и выработкой на текущей мощности выражает потенциальные потери агрегата при настоящем напоре, см. формула (12)
5. Оцениваем состояние ГЭС по критерию повышения КПД ГЭС. (см. формулу 26)
6. Имитируем однократное изменение состояния каждого агрегата, также производим расчёт распределения мощности по агрегатам, определяем оценки ГЭС для каждого изменения по всем агрегатам (см. формулу 28). То есть поочерёдно для каждого агрегата имитируются: пуск (для остановленных); останов (для работающих); однократный переход через зону нежелательной работы, если это возможно (не рассматриваем далее).
7. Сортируем оценки так чтобы элемент с большим эффектом располагался в начале списка, а в конце – агрегаты в ремонте и на индивидуальном управлении.
8. В результате получается массив структур, упорядоченных по убыванию минимальных потенциальных эффектов для ГЭС, полученных при имитации изменения состава, где указывается номер гидроагрегата и тип изменения состава (пуск, останов, переход через зону нежелательной работы), такое что приведёт к максимальному эффекту для ГЭС.

9. Вычисляем разницу между значениями оценок реальной системы и значением оценки первого элемента списка.
10. Положительный эффект можно рассматривать как рекомендацию РУСА на соответствующее изменение состава агрегатов в данный момент. Отрицательный свидетельствует о том, что любое изменение ухудшит состояние ГЭС по основному критерию.
11. Проведя аналогичный расчет эффективности ГЭС для всех значений задания мощности исходя из прогноза изменения планового задания за период, получим интегральную оценку эффекта РУСА, выраженную в выработке для каждого действия.
12. Действие с максимальным интегральным эффектом больше нуля называется итоговой рекомендацией РУСА по критерию повышения эффективности ГЭС.

Для того чтобы учесть состояние агрегата по критерию минимизации рисков нештатных ситуаций ГА следует их взвесить с учетом экспертных предпочтений. Критериев с выражением предпочтений ЛПР (лица принимающее решение) достаточно много, обратим внимание на работы Соболя И.М., Статникова Р.Б., Секретарева Ю.А., предлагающих активное участие в принятии решений персонала. В новых системах крайне важно для пользователя (ЛПР) понять и суметь объяснить, почему был сделан выбор в пользу агрегата номер  $x$ , а не  $y$ . Также важно, чтобы выбор происходил в темпе техпроцесса, напомним, что задание на ГЭС может меняться ежесекундно, соответственно, оценка необходимости принятия решения должна происходить с близкой дискретностью. В этой связи в этой работе рассматриваются только основные самые распространённые свертки критериев и не рассматриваются варианты с нечёткой логикой, обучением нейронных сетей и т.д.

Для принятия решения выбора из альтернативных гидроагрегатов  $A = \{a_1..a_N\}$ ,  $N \geq 2$ , каждый из которых описывается параметрами агрегатов (состояния)  $\Omega = \{\omega_1.. \omega_M\}$ , последствия принятия решения (действия) характеризуется функцией полезности в некоторых единицах  $u_{ij}(a_i, \omega_j)$ , зададим функцию предпочтений пользователя  $v_j$ ,  $j = \overline{1, N}, i = \overline{1, M}$ . Опишем основные свертки критериев.

Критерий максимума ожидаемой полезности является одним из распространённых. Каждому параметру, каждому критерию ЛПР назначает значение полезности  $v_j$ , веса, и тогда решается задача на увеличение взвешенной суммы всех значений альтернатив:

$$\sum_{k=1}^m u_{kj} * v_j = \max_{i=1, N} \sum_{j=1}^m u_{kj} * v_j, \quad \sum_{j=1}^m v_j = 1 \quad (30)$$

Распространённость критерия понятна, каждый эксперт может оценить значимость, вес того или иного критерия и таким образом влиять на принятие решения.

Критерий Ходжа-Лемана объединяет критерий максимина (крайнего пессимизма) и критерий максимума ожидаемой полезности. Если принять

$$\underline{u}_k = \min_{j=1..m} u_{kj} \quad u_k = \sum_{j=1}^m u_{kj} * v_j, \quad \text{тогда действие } a_k \text{ будет оптимальным} \quad (31)$$

$$\alpha * \underline{u}_k + (1 - \alpha) * u_k = \max_{i=1..n} (\alpha * \underline{u}_i + (1 - \alpha) * u_i)$$

Если  $\alpha = 0$ , критерий преобразуется к критерию максимума ожидаемой полезности,  $\alpha = 1$  преобразует в критерий крайнего пессимизма.

Критерий минимума ожидаемых сожалений предполагает определение для каждого параметра (критерия) максимальной величины и отклонение от максимума, взвешенное

с коэффициентом предпочтения  $v_j$  покажет насколько далёко значение параметр от своего оптимального значения:

$$\Delta u_k = \sum_{j=1}^m v_j * (\max_{i=1..n} u_{ij} - u_{kj}), \text{ оптимально } \Delta u_k = \min_{i=1..n} \Delta u_i \quad (32)$$

Опишем алгоритм принятия решения РУСА по одному действию:

1. Определить количество критериев (параметров) для оптимизации
2. Определить долевое участие всех агрегатов  $\lambda_i$
3. Для тех агрегатов, где  $\lambda_i > 0$ , получить значения (из АСУТП или рассчитать)
4. Выполнить нормализацию. Исключить влияние размерности.
5. Преобразовать исходные значения к единому направлению оптимизации, заменив критерии (которых меньше) на аналогичные, основанные на сожалениях.
6. Выбрать критерий(и) принятия решения с выражением предпочтения
7. Для каждого критерия (параметра) с помощью экспертов задать оценочный вес  $v_j$  и параметр пессимизма  $\alpha$  (если необходимо).
8. Провести расчёт по критерию принятия решения.
9. Сортировать полученный массив, так чтобы первым элементом был агрегат, над которым необходимо выполнить действие.

Таблица 1 иллюстрирует принятие решения для выбора ГА для останова. По критериям отключения с минимальным КПД, меньшим количеством остановов и с большим количеством наработок. Из 12 ГА первыми в очереди на отключение находятся ГА №№ 2 и 12, ГА с №№ 6,5,11 имеют наилучшие значения для продолжения работы.

Таблица 1 – Пример многокритериального принятия решения для останова ГА

	ГА01	ГА02	ГА03	ГА04	ГА05	ГА06	ГА07	ГА08	ГА09	ГА10	ГА11	ГА12
КПД	92,3	91,6	92,2	92,12	93	92,6	92	92,1	91,85	92,15	93,01	91,8
Остановы	53	21	35	64	28	32	15	1	45	24	11	48
Наработки	200	129	183	180	325	110	152	24	288	157	93	420
Максимум ожидаемой полезности (МОП)												
МОП	0,39	0,76	0,51	0,39	0,33	0,34	0,66	0,62	0,64	0,56	0,29	0,71
Ходж-Леман (ХЛ)												
ХЛ, $\alpha=0,5$	0,22	0,41	0,29	0,20	0,17	0,19	0,36	0,31	0,36	0,31	0,14	0,39
Минимум ожидаемых сожалений (МОС)												
МОС	0,61	0,24	0,49	0,61	0,67	0,66	0,34	0,38	0,36	0,44	0,71	0,29
Максимум ожидаемой полезности (МОП)												
ГА МОП	2	12	7	9	8	10	3	4	1	6	5	11
Ходж-Леман (ХЛ)												
ГА ХЛ, $\alpha=0,5$	2	12	9	7	10	8	3	1	4	6	5	11
Минимум ожидаемых сожалений (МОС)												
ГА МОС	2	12	7	9	8	10	3	4	1	6	5	11

На практике, конечно, необходимо предоставить операторам-экспертам возможность включения, отключения критериев, расставлять весовые коэффициенты предпочтений, определять коэффициент участия каждого агрегата или исключить его из принятия решения, как минимум для исключения критерия эффективности ГЭС на время паводка. Апробация показала, что во время паводка должен действовать другой критерий – увеличивающий расход воды через плотину.

Проведена апробация моделей на основе данных четырёх ГЭС. Приведена интерпретация результатов на основе часовых и минутных срезов данных ГЭС, регулирующей частоту в энергосистеме. Положительный эффект для такой ГЭС подтверждает

справедливость заложенных принципов системы РУСА и для быстроменяющегося задания. Ключевой трудностью является определение длительности положительного эффекта, после которого необходимо принимать решение об изменении состава ГА.

Кроме расчёта и определения эффекта система РУСА должна определить правильный момент времени принятия решения об изменении состояния агрегатов для сокращения числа необоснованных изменений. Иными словами, необходима предварительная оценка по времени принятия решения. Проведём расчёт эффекта модели РУСА по вышеприведённой методике на основании получасовых или часовых данных нескольких ГЭС с годовым водным циклом за цикл. Затем объединим все подряд идущие срезы с положительным эффектом в одну рекомендацию и оценим длительность таких рекомендаций. Исследуем количество рекомендаций в зависимости от длительности их актуальности. По диаграммам (Рисунок 12 - Рисунок 19) видно “как часто” и “как долго” ГЭС1-4 работают в неоптимальных режимах. Следует обратить внимание на особый технологический период: с апреля по июнь, в который число рекомендаций либо снижается до нуля, либо достигает огромных значений. Это период совпадает с паводком, за время которого ГЭС увеличивает расход воды, а не КПД. Диаграммы также иллюстрируют, что с увеличением задержки принятия решения уменьшается количество изменений составов ГА, соответственно уменьшается и результирующий эффект от системы РУСА. Проведённые исследования подтверждают адекватность и работоспособность принципов РУСА. В работе приведены рекомендации по настройке модели РУСА и выбору задержки принятия решения на практике.

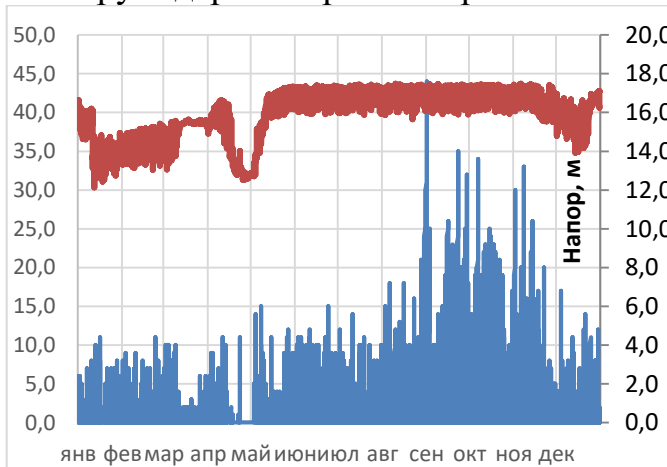


Рисунок 12 Длительность рекомендаций по ГЭС-1 за год в полу часах

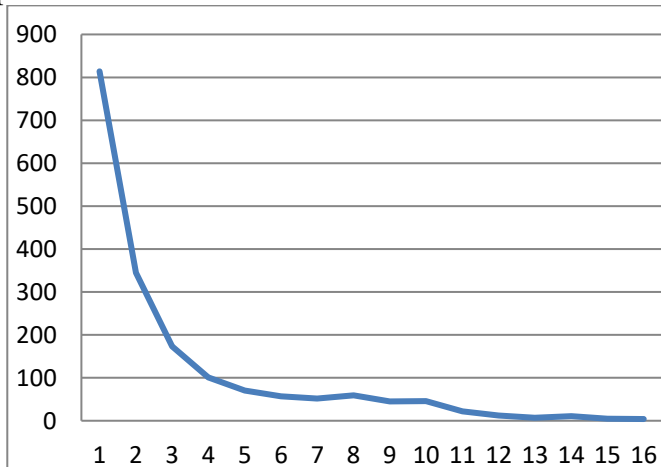


Рисунок 13 Распределение за год в числа рекомендаций от их длительности по ГЭС-1

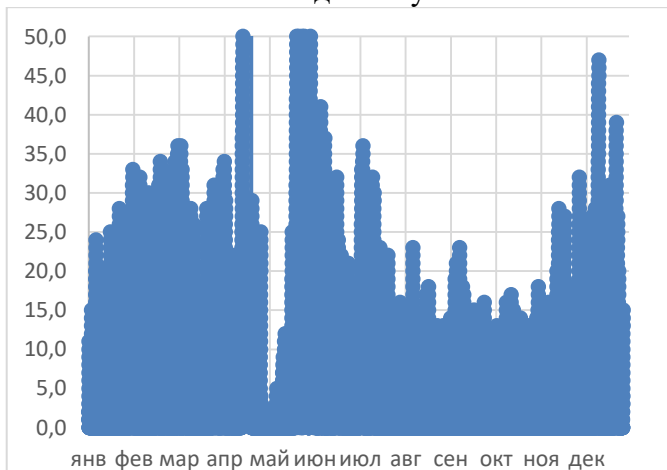


Рисунок 14 Длительность рекомендаций по ГЭС-2 за год в полу часах

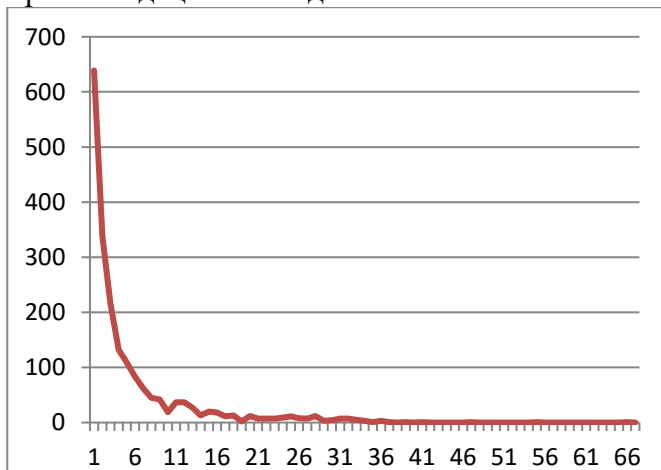


Рисунок 15 Распределение за год числа рекомендаций от их длительности по ГЭС-2

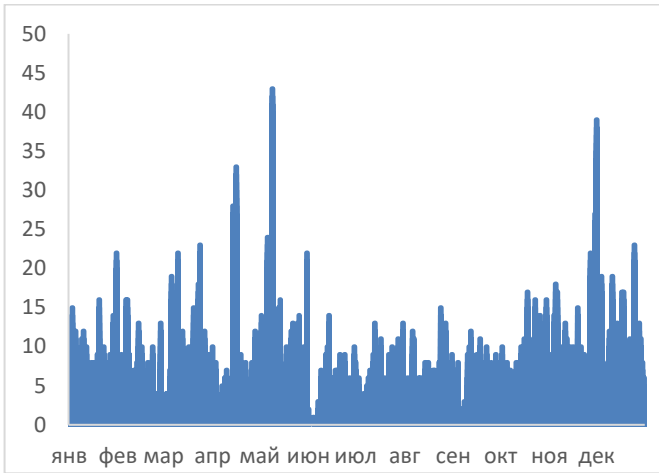


Рисунок 16 Длительность рекомендаций по ГЭС-3 за год в часах

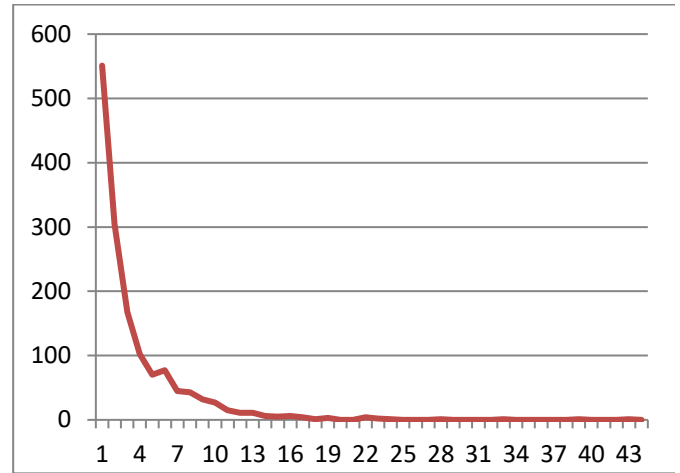


Рисунок 17 Распределение за год числа рекомендаций от их длительности по ГЭС-3

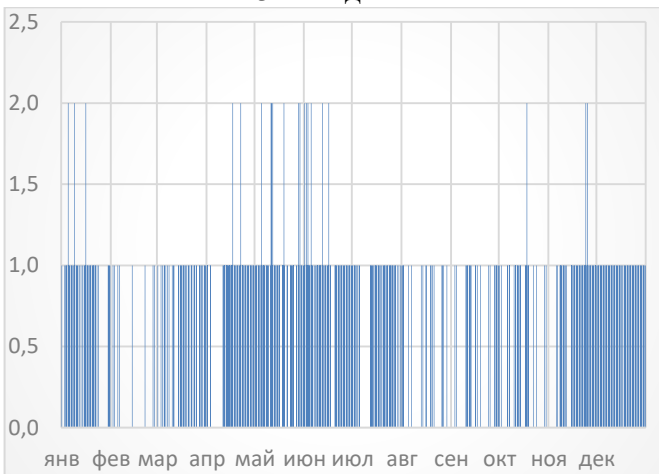


Рисунок 18 Длительность рекомендаций по ГЭС-4 за год в часах

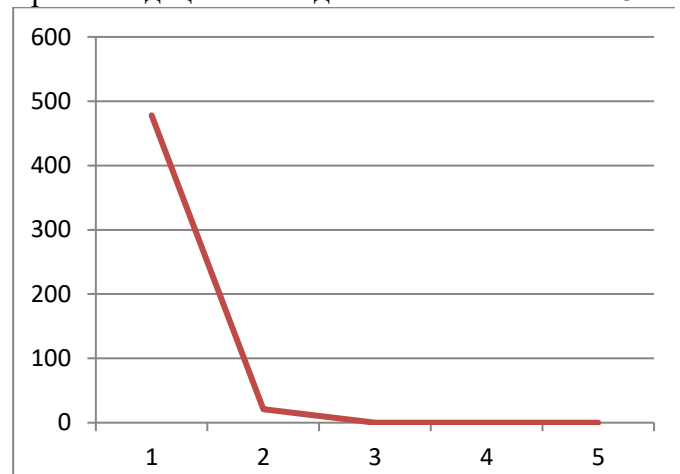


Рисунок 19 Распределение 4 за год числа рекомендаций от их длительности по ГЭС-4

Исходя из выражения (27) можно оценить количество алгоритмов по распределению мощности, которое должна автоматически выполнять система РУСА, для ГЭС из  $N$  агрегатов, с количеством изменений состояний  $k$ , которые необходимо рассчитывать (пуск, останов, переход через зону нежелательной работы и т.д.) и точек прогноза  $p$  следующей формулой

$$\eta_{\text{ген}}(p) = \sum_{j=0}^k c_j * p^j, \quad (33)$$

Принимая во внимание, что выполнение рекомендации системы РУСА занимает от 1 минуты (в случае пуска ГА) до 10 минут (в случае неуспешного останова ГА), можно оценить допустимое время реакции системы РУСА минутами, при этом мощность ГА в переходных режимах должна учитываться как мощность индивидуальных ГА.

В завершение главы предложен метод экономического обоснования системы РУСА на основе ранее описанного потенциального эффекта моделей РУСА за исследуемый годовой интервал. Значение эффекта на определённый момент времени переводилось в монетарную величину по цене “рынка сутки вперед” CO, именно по этой стоимости Системный оператор оценивает электроэнергию ГЭС. Суммарный эффект также образовал интервальную величину, зависящую от выдержки времени принятия решения по следованию рекомендации модели РУСА. Проведённые вычисления показали наличие положительного эффекта от системы РУСА по критерию увеличения КПД ГЭС для всех че-

тырёх ГЭС. Определение точного экономического эффекта на данном этапе невозможно, поскольку нельзя точно оценить размер затрат на изменение числа пусков-остановов (переходов через зоны) после применения системы РУСА, однако кроме экономического эффекта от работы всех ГА на максимальном КПД, система РУСА будет также производить ротацию основного оборудования, учитывать состояние и тенденции параметров ГА (температуры, вибрации), эффект от этого в настоящий момент также сложно оценить.

Упрощённо технико-экономический эффект от системы РУСА можно сформулировать следующим образом: прибыль от функционирования системы РУСА за период эксплуатации за вычетом стоимости системы РУСА. Прибыль можно оценить как доход от выработанной электроэнергии с максимальным КПД за счёт сэкономленной воды за вычетом затрат на изменение состояний гидроагрегатов (пуски и остановки). Полученная оценка будет достаточно грубой, поскольку

1) не всегда воду можно использовать для выработки электроэнергии, тем более с максимальным эффектом, эта возможность зависит от водных режимов и от наличия потребителей, плана балансирующего рынка, определяемого системным оператором;

2) запасённая или сэкономленная вода может вызвать изменение уровней водохранилищ, эта задача требует отдельного исследования.

Однако полученная оценка покажет потенциал системы РУСА.

В результате моделирования, описанного выше, получается интервальная величина  $E=[E^{min}, E^{max}]$  в МВт. Применив моделирование последовательно к данным за исследуемый период, получим последовательность интервальных значений  $E(t_0), E(t_1), \dots, E(t_n)$ . Перевод значений в монетарную величину можно выполнить по следующей формуле:

$$S = \sum_{i=0}^n E(t_i) * (t_{i+1} - t_i) * c(t_i) \quad (34)$$

Где  $t_{i+1}-t_i$  – интервал времени, в течение которого считаем выработку и стоимость энергии постоянной,  $c(t_i)$  – стоимость электроэнергии в момент времени  $t_i$  по данным “рынка на сутки вперёд”, по которой Системный оператор приобретает энергию у ГЭС, то есть сэкономленная вода оценивается по стоимости на момент экономии.

Результаты экономических расчётов по тем же четырём ГЭС представлены на рисунках, эффект выражен в миллионах рублей в месяц. (Рисунок 20 - Рисунок 23).

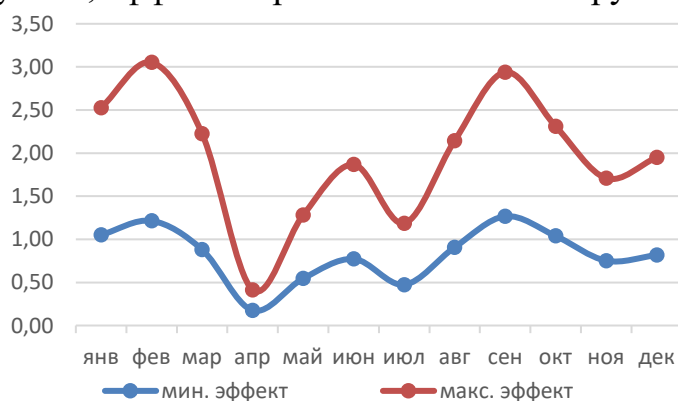


Рисунок 20 Помесячный эффект по ГЭС-1 при рекомендации системы РУСА в течение часа

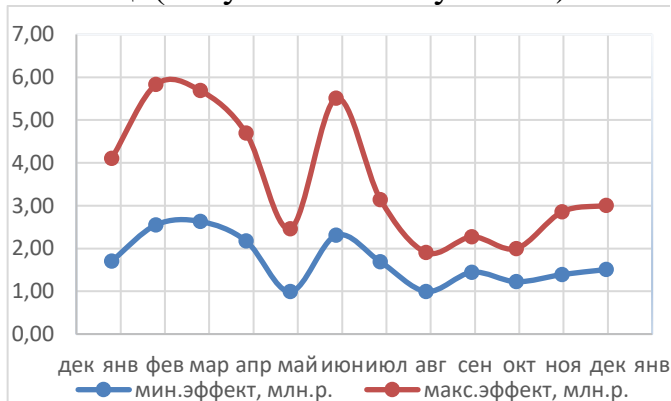


Рисунок 21 Помесячный эффект по ГЭС-2 при рекомендации системы РУСА в течение часа

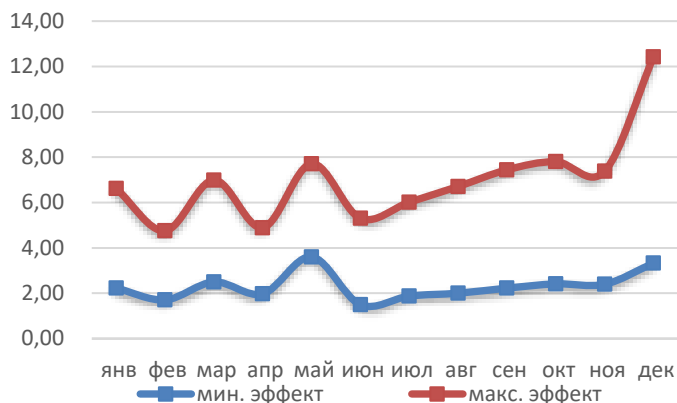


Рисунок 22 Помесячный эффект по ГЭС-3 при рекомендации системы РУСА в течение часа

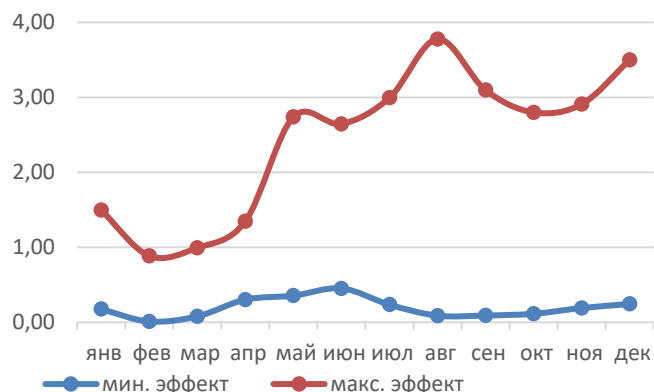


Рисунок 23 Помесячный эффект по ГЭС-4 при рекомендации системы РУСА в течение часа

Выше была отмечена зависимость эффекта системы РУСА от длительности принятия решения, денежная оценка этой зависимости приведена в таблице - даже для небольшой ГЭС-4 эффект от РУСА измеряется десятками миллионов рублей в год.

Таблица 2 Сравнение годового эффекта от РУСА в зависимости от длительности принятия решения

	Годовой эффект, млн. р, при длительности											
	>= полчаса		>= 1 часа		>= 2 часов		>=4 часов		>= 6 часов		>=12 часов	
	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс	мин	макс	мин.	макс	мин.	макс
ГЭС-1	12,04	62,66	9,89	13,71	6,20	8,36			0,80	0,97		
ГЭС-2	25,82	51,47	20,61	43,48	17,61	38,17	9,74	22,79				
ГЭС-3			27,75	56,30			12,27	25,07			2,08	3,74
ГЭС-4			2,33	26,85	0,06	0,07	-	-				

В четвертой главе диссертации описывается реализация ПК РУСА с учётом основных типовых требований к системам АСУТП, среди которых ключевым является функционирование модели в реальном времени ТП. Аргументируется выбор платформы – [АСОКУ](#) – платформы для системы диспетчеризации ГК “СМС-Автоматизация”. Основным преимуществом этой платформы перед пакетами имитационного моделирования является естественность временных ограничений (работа в реальном времени), свойственных промышленным системам, наличие широкого диапазона промышленных протоколов связи для интеграции с системами АСУТП ГЭС и полнофункциональный язык программирования, на основе которого можно реализовать все описанные выше модели и алгоритмы. Описана архитектура, компоненты системы и потоки данных между ними. Разработана действующая система автоматизированного РУСА ГЭС, внедренная на ГЭС в 2018 году, описан её интерфейс пользователя, параметры системы.

Основная экранная форма системы РУСА разделена на две большие части по горизонтали: верхняя – рекомендательная и нижняя – описывающая исходное (оптимизируемое) состояние ГЭС (Рисунок 24).

Рекомендательная часть основной экранной формы разделена по вертикали на несколько логических сегментов: итоговая (интегральная) рекомендация, рекомендация на текущий момент времени, рекомендации в перспективе планового графика. Каждая таблица рекомендаций содержит список действий, отсортированный по уменьшению величины обобщенного критерия сверху вниз. Таблица содержит данные о мгновенном эффекте по мощности для каждого возможного действия. В таблице выделяются цветом

строки, улучшающие показатель потенциальных потерь по ГЭС, то есть по одному критерию эффективности. При расчете таблицы рекомендаций по плановому графику в качестве задания мощности ГРАМ используется среднее арифметическое от текущего и следующего плановых заданий. Над таблицей располагается заголовок, содержащий временное смещение планового графика в отрезках относительно текущего времени, плановое задание активной мощности на начало периода, точное время начала и окончания периода. В случае, если плановое задание не может быть выполнено текущим составом агрегатов, то задание распределяется в соответствии с ограничением ГРАМ (верхним или нижним) для текущего состава, а заголовок таблицы рекомендаций данного периода отображается желтым.

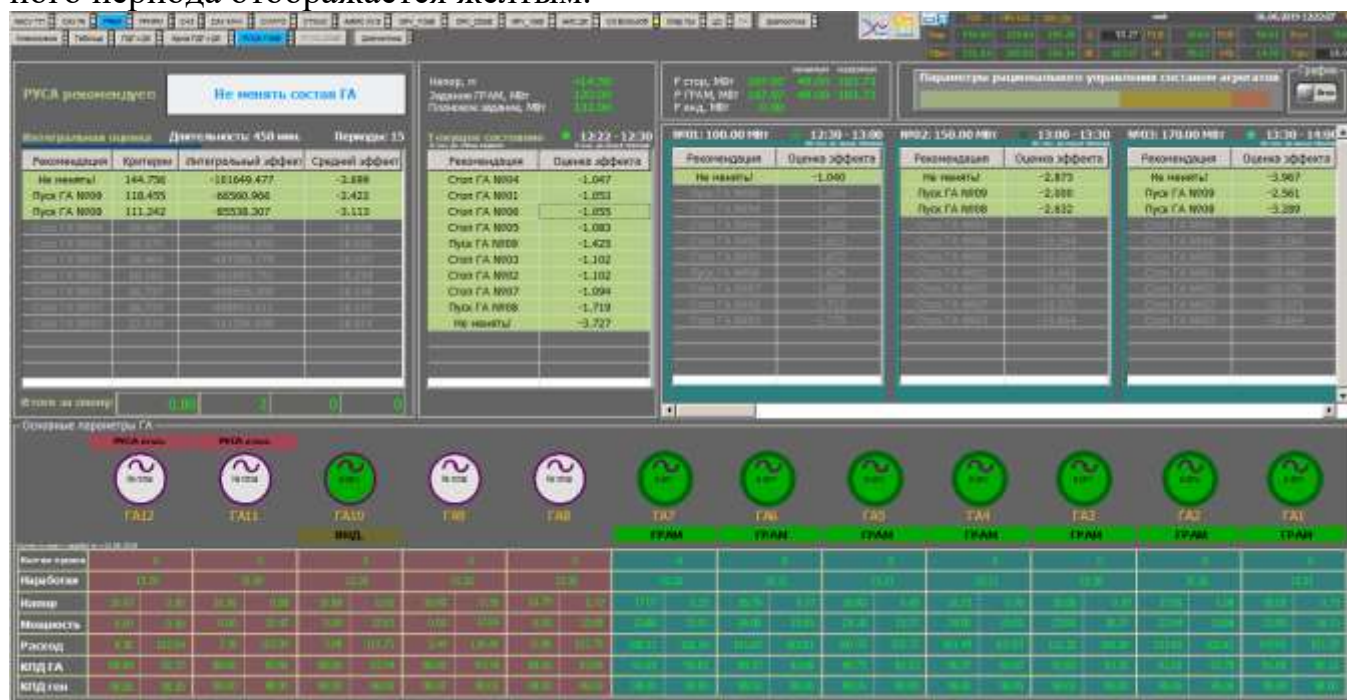


Рисунок 24 – Основная экранная форма

В описательной части находятся мнемознаки ГА, характеризующие их режимы работы: (не)готовность к пуску, пуск, (аварийный) останов, в сети (генераторный режим) или ремонт. Непосредственно под индикатором режима ГА расположен транспарант режима управления: индивидуальный или групповой (от ГРАМ). По клику левой кнопкой мыши на мнемознак ГА открывается всплывающее окно с детальной информацией, где основную часть схемы занимает ЭХ или РХ ГА в графическом виде, с линиями ограничений мощности по турбине и линиями оперативного ограничения мощности по ГА. На основной мнемосхеме (Рисунок 24) под мнемознаками ГА размещены детальные данные, влияющие на выдачу рекомендации системы РУСА. Представление параметров каждого ГА выполнено таблицей из двух столбцов, левый из которых представляет данные текущие, реальные, а правый – идеальные, характерные для наивысшего КПД. Каждый ГА описывается следующим набором параметров по строкам: количество пусков за период; наработка агрегата в генераторном режиме за период; напор на ГА; мощность активная в настоящий момент времени и мощность ГА при наивысшем КПД турбины заданного напора; расход воды через турбину (по РХ) в настоящий момент времени и расход при наивысшем КПД турбины для заданного напора; КПД турбины в настоящий момент времени и максимальное КПД турбины при данном напоре; КПД генератора в настоящий момент времени и при максимальном КПД турбины.



Таблицы с параметрами ГА, участвующих в расчете оптимизации текущего состава ГА, отображаются на сине-зеленом фоне, таблицы с параметрами агрегатов, не участвующих в групповом регулировании и, следовательно, в оптимизации составов, – на бордовом фоне, на красном фоне – ГА за пределами ограничений по турбине, оранжевый – ГА за пределами оперативными ограничениями.

Также в главе описываются проблемы, возникающие при реализации системы РУСА и объединённые под обобщающим наименованием “конкуренция критериев”. Иногда для достижения одной цели могут подходить разные действия, поэтому необходимо задать строгий приоритет одного действия над другим, так, например, перевод через зону предпочтителен по сравнению с пуском или останом агрегатов. Ещё одним признаком конкуренции критериев является то, что агрегат, над которым только что было совершено действие может подходить для противоположного действия, что может привести к слишком частому изменению состояний агрегатов. На практике для решения указанных проблем используются следующие рекомендации

1. Необходимость каждого действия проверяется на протяжении некоторого времени (см. исследование длительности принятия решения)

2. Решения по критерию увеличения КПД ГЭС принимаются в случае, если при текущем значении задания мощности ГЭС есть положительный эффект от изменения состава агрегатов и эта рекомендация совпадает с заданным прогнозным числом рекомендаций от последующих значений задания мощности плана балансирующего рынка.

3. После выполнения операции агрегат, над которым эта операция была совершена, исключается из принятия решения на время, заданное оператором, то есть  $\lambda = 0$ .

Отдельный раздел посвящен обучению сотрудников ГЭС на основе на основе моделей ГА и системы ГРАМ и РУСА. Задача оперативного персонала - определить наилучший состав ГА для выполнения заданий, выбрать правильное время для изменения состава ГА, при этом эффективность работающих ГА должна быть максимальна, а число изменений состава – минимально. Кроме того, необходимо равномерно распределять время работы, число изменений состояний среди всех ГА, принимая во внимания их техническое состояние, индивидуальные ограничения по вибрациям, режимам работы, и т.д. Таким образом оперативный персонал должен делать все то, что делает система РУСА ГЭС. В сценарии обучения оперативного персонала инструктор формирует контрольный отрезок планового графика (например, 3 часа) с использованием экранной формы, представленной выше, определяет начальный состав ГА, и задает ограничения по каждому ГА. Обучаемый в режиме моделируемого времени на модели осуществляет выбор состава агрегата, при этом системой автоматически ведется подсчет эффективности ГЭС от выбранного состава, на результирующую оценку оказывает влияние несколько факторов: суммарная эффективность ГЭС за заданное время, число изменений состава ГА, отклонение по выработке, сумма отклонений от планового задания. Для ускорения прохождения задания обучаемый имеет возможность ускорить темп модельного времени. В режиме экзамена инструктор, экзаменатор дает контрольное задание и получает отчет о выполнении задания обучаемым. В режиме самообучения оператор может самостоятельно выбирать состав и правила поддержания необходимой мощности, более того оператор имеет возможность видеть рекомендации, выдаваемые системой РУСА, и воспроизводить различные ситуации. Режим самообучения полезен не

только для оперативного персонала, но и для служб эксплуатации, которые имеют возможность исследовать алгоритмы системы ГРАМ ГЭС в различных модельных ситуациях, а не только на реальном оборудовании.

Использование моделей РУСА позволяют

1. снизить технологических риски за счёт:
  - 1.1. сокращения количества ошибок планирования, использования состава агрегатов;
  - 1.2. повышения квалификации персонала и как следствие - сокращение времени на типовые операции на основе интерактивного обучения, моделирующего поведение ГЭС при разных составах ГА, разных режимах работы ГА и на разных напорах ГЭС;
  - 1.3. повышения производственной культуры сотрудников предприятия за счет более глубокого понимания зон ответственности и функционала систем;
2. повысить эффективность работы ГЭС;
3. повысить инвестиционную привлекательность за счет создания демонстрационных стендов и маркетинговых материалов.

В заключительной части главы проводится сравнение с современными аналогами. Существование аналогичных работ ещё раз подтверждает актуальность исследований.

**В пятой главе диссертации** приводятся наиболее перспективные, по мнению автора, направления развития исследований:

1) Функция распределения мощности ГРАМ (см. глава 3), ее изменение может повлечь серьёзные изменения в систему ГРАМ и, как следствие, и в систему РУСА, безусловно повлияет на КПД ГЭС и на экономический эффект от системы РУСА.

2) Учёт реактивной мощности и регулирования напряжения может быть выполнен как ещё одно ограничение по регулированию активной мощности, добавив в описание модели агрегата зависимость полной, активную и реактивную мощности ГА.

3) Учёт водных ресурсов. Основной критерий системы РУСА состоит в повышении КПД ГЭС, что означает повышение эффективности расходования воды. Вода для ГЭС – энергоноситель, чем больше воды, тем большее количество энергии потенциально можно выработать, однако сэкономленную воду необходимо хранить, то есть за счёт экономии воды ГЭС, в водохранилище будет расходоваться меньше воды, а это в свою очередь вызывает несколько последствий: повышение уровня нижнего бьефа ГЭС выше по течению, уменьшение уровня воды верхнего бьефа ГЭС ниже по течению и т.д. Следовательно, для ГЭС, оснащённой системой РУСА выработка, задаваемая Системным оператором посредством диспетчерского графика, может быть увеличена, также увеличится и прибыль ГЭС. Задача в общем виде может быть сформулирована следующим образом: повысить КПД каскада ГЭС с учётом водных ресурсов каждой ГЭС. Модель должна содержать информацию не только о ГА и ГЭС, но и о допустимых уровнях (верхнем и нижнем) водохранилищ, объеме воды в водохранилищах, с учетом притоков и расходов воды в водохранилищах и т.д. Обозначенные вопросы выходят за рамки представленного исследования и требуют внимательной проработки с аналитиками балансирующего рынка и гидрологов.

4) Оптимизация числа изменений состояний ГА ГЭС: необходимо подобрать параметр длительности рекомендации, после которой будет производиться изменение состояния ГА ГЭС таким образом, чтобы число переключений за год было минимально. Решение этой задачи на ретроспективных данных, позволит определить, какое значение этого параметра было бы оптимальным в прошлом, но не в настоящем. Несмотря на то, что все ГЭС, данные которых использовались в расчётах, имеют годовой цикл, задание

за год существенно меняется, задание меняется ежесекундно, поскольку ГЭС регулируют частоту в единой энергосистеме. На первом этапе применения системы РУСА параметр длительности рекомендаций может быть задан экспертом-оператором. Однако в перспективе следует исследовать динамичные быстрые методы, которые позволят автоматически устанавливать значение длительности рекомендаций, в зависимости от планового графика, от водного режима от частоты в энергосистеме и прочего.

5) Оптимизация критерия повышения КПД ГА и ГЭС: выражение (12) допускает изменение диапазона, где работа ГА считается эффективной (Рисунок 9), на первом этапе ожидания от системы РУСА занижены, а на следующих целесообразно оптимизировать критерий повышения КПД ГА в зависимости от основных режимов работы ГЭС.

6) Предиктивная оценка состояния агрегата и её устаревание: для принятия решения об изменении состава агрегатов необходимо оценивать будущее состояние агрегатов после того, как будет изменено состояние агрегата, аналогично тому, как вычисляется значение потенциальных потерь  $E(j)_{GAi}^{PUSCA}$  по критерию повышения КПД ГЭС.

7) Исследование характерного задания мощности ГРАМ для ГЭС. Согласуется с активно развивающимся направлением энергоменеджмента: характерное задание ГРАМ можно сформировать, создать модель в зависимости от ключевых потребителей и от времени (утро-день-ночь, выходной-рабочий, сезона и т.д.)

8) Исследования интеграции с ситуационным подходом: в работах, выполненных под руководством Секретарева Ю.А. приводится классификация, позволяющая проставить веса для предупредительных сигналов в зависимости от узла агрегата, проведение подобных исследований и выявление общих закономерностей по другим ГЭС позволило бы использовать эти веса учесть в оценивании состояния ГА.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показано, что развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления ГЭС, включающих оптимальное оперативное управление составом задействованных агрегатов и распределение активной мощности между агрегатами в перспективе планового задания на ГЭС с учетом масштаба задач, сложности алгоритмов управления, возможности перехода ГА через зоны ограниченной работы, совместной работы агрегатов с различающимися эксплуатационными характеристиками, неполноты описаний агрегатов, частичной неопределенности в периодичности включений/отключений агрегатов, режимного динамизма, влияния внешней среды, нелинейностей характеристик, критериев надёжности и состояния агрегатов, экономической целесообразности, эффективности составов оборудования, ограничений по отклонениям от заданной мощности, обеспечения резервов регулирования на загрузку и разгрузку активной мощности, равномерного распределения износа ресурсов в установившихся режимах и переходных процессах, актуально и имеет важное значение для научной специальности по автоматизации и управлению, гидроэнергетики. Оптимизация оперативного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС повышает качество управления ГЭС, каскада ГЭС, создает основу улучшения управления энергосистемой страны.

2. Обоснована методология определения эталонного состояния ГА, учитывающая показатель эффективности, основанный на потенциальных потерях выработки ГА от вынужденной работы на неоптимальном КПД по сравнению с выработкой того же объема воды на максимальном КПД, и показатели, характеризующие состояние ГА на основе разрабо-

танной комплексной функционально-ориентированной модели гидроагрегата, моделирующая основные статические и динамические характеристики ГА. Предложена методика построения модели ГА для оценивания его состояния. Модель основывается на сравнении значений параметров АСУТП ГА с имитированным модельным значением, объединяющим экспертные знания и предысторию функционирования объекта. Имитационная модель, работая в едином времени с системой управления, в каждый момент времени формирует характерные диапазоны изменения параметров. На их основе модель формирует меру достоверности параметра, который используется для оценки состояния агрегата, а также для определения возможности использования значения в алгоритмах управления. Приведены алгоритмы и методики создания моделей, проведена апробация.

3. Развита теоретическая постановка и определено эталонное состояние ГЭС, основанное на многокритериальной оптимизации по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов ГЭС. Сформулирован оригинальный критерий эффективности ГЭС, в основе которого использована сумма потенциальных потерь выработки агрегатов. Созданы модели систем группового регулирования активной мощностью ГЭС, предложено изменение функций распределения мощности системы ГРАМ для повышения эффективности ГЭС. Проведена апробация системы ГРАМ с функцией долевого равенства отклонений от максимального КПД ГА.

4. Предложена методология формализованного описания автоматизированной системы РУСА на основе уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы. Формализованные методы создания моделей системы РУСА ГЭС, в отличие от существующих методов, учитывают эффект повышения КПД ГЭС, минимизируют на основе функционально-ориентированных моделей технологического процесса риски нештатных ситуаций ГА, облегченно автоматизируются и адаптируются для конкретной ГЭС.

5. Разработана концепция интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающая методики и алгоритмы оптимизации состава агрегатов, сотрудничающая согласовано с системой ГРАМ и способная в режиме реального времени выдавать рекомендации оператору (как совет) или автоматически в систему группового регулирования мощности (как сигналы управления). Рекомендации формируются на основании критериев эффективности ГЭС и оценок текущего состояния ГА. Оценено время реакции РУСА: не требуется формировать рекомендации по изменению состава чаще чем раз в минуту. Проведена апробация модели РУСА на данных четырех реальных ГЭС за значительный период времени. Созданы модели 4 ГЭС, с общим числом агрегатов 56 с различными типами эксплуатационных и расходных характеристик. Предложенная методика представляет интервальную оценку от минимального однократного изменения состава агрегатов до максимально достижимого повышения КПД ГЭС. Показано, что модели и методика адекватны реальным системам. Описано влияние задержки принятия решения об изменении состава агрегата на эффективность ГЭС. Предложен адаптивный алгоритм выбора задержки.

6. Разработана методика экономического обоснования и исследована экономическая эффективность автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов. Проведён расчёт для четырёх ГЭС на основе данных реальных АСУТП ГЭС за год. Полученные результаты свидетельствуют, что для ГЭС из 24 агрегатов ежегодный эффект достигает 51 млн. руб., для ГЭС из 8 агрегатов – 62 млн. руб., для ГЭС из 20 агрегатов –

50,6 млн. руб., для ГЭС из 6 агрегатов – 27 млн. руб. Оценки проведены при разной задержке принятия решения, полученной на основе данных о длительности рекомендации из моделей РУСА. Отмечено, что при увеличении задержки принятия решения экономический эффект от РУСА уменьшается. Кроме достижения экономического эффекта от работы всех агрегатов на максимальном КПД в функции системы РУСА заложена ротация основного оборудования, учет состояния и тенденций изменения параметров гидроагрегатов (температуры, вибрации), эффект от которых в настоящий момент сложно оценить.

7. Сформулированы основные требования к системам оптимизации состава агрегатов, определена архитектура конкретных систем, разработаны их компоненты и определена их функциональность, описана схема потоков данных. Разработана действующая система автоматизированного рационального управления составом агрегатов, описан интерфейс пользователя, параметры системы. Обозначено решение проблемы конкуренции критериев. Проведено сравнение с аналогами. Система имеет реальное внедрение с 2018 г. и позволяет: сформировать меру эффективной работы станции; повысить эффективность использования основного оборудования; равномерно распределить нагрузку среди основного оборудования и число включений и отключений агрегатов за заданный период времени; заблаговременно определить риски развития нештатных ситуаций на агрегатах; проводить обучение оперативного персонала на модели; подготовить основание для дальнейшей оптимизации производства (основного и вспомогательного оборудования).

8. Определены перспективные направления развития научных исследований в области автоматизированного управления ГЭС. Предложенные методики автоматизации, модели и алгоритмы управления могут быть использованы в других отраслях промышленности.

Степень решения поставленных задач и уровень полученных результатов в развитии теоретических основ и реализации автоматизированного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов ГЭС в целях повышения качества управления и эффективности ГЭС свидетельствуют о достижении цели диссертационной работы. Изложены новые научно обоснованные технические и технологические решения, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны.

## ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### В ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК

1. Захарченко В.Е. [Формальное описание АСУ сложными технологическими объектами и автоматизация тестирования алгоритмов управления](#) // Автоматизация в промышленности. - 2007 г. - №3. - стр. 22-25.
2. Захарченко В.Е. [Имитационная модель гидроагрегата для тестирования алгоритмов АСУТП](#) // Автоматизация в промышленности. - Москва, 2007 г. - №7. - стр. 37-40.
3. Захарченко В.Е. [Контроль достоверности значений параметров в АСУТП](#) // Автоматизация в промышленности. - Москва, 2008 г. - №7. - стр. 10-14.
4. Сидоров А.А. и Захарченко В.Е. Оценка достоверности значений параметров АСУТП с помощью синхронных моделей // [Проблемы управления](#). - Москва, 2010г. - №2. - стр. 61-68. (доля автора: 0,36 п.л.)
5. Захарченко В.Е. [Основной критерий автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС](#)//Автоматизация в промышленности, 2017 №9 – с.10-14.
6. Захарченко В.Е. [Технико-экономическое обоснование автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов ГЭС](#) //Автоматизация в промышленности, 2017 №11 – с.11-15.
7. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. [Влияние функции распределения активной мощности на эффективность ГЭС](#)//Автоматизация в промышленности, 2018 №1 – с.29-33. (доля автора: 0,25 п.л.)
8. Захарченко В.Е. [Особенности реализации системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций и перспективы ее развития](#)// Вестник МЭИ. № 1. 2019 –с.98-107.
9. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. [О цифровизации гидроэлектростанций](#) //Автоматизация в промышленности, 2019 №1 – с.19-23. (доля автора: 0,25 п.л.)
10. Захарченко В.Е. [Опыт виртуальной пусконаладки в гидроэнергетике](#) //Автоматизация в промышленности, 2019 №11 – с.3-5.
11. Захарченко В.Е., Дубов И.А. [Обучение оперативного персонала ГЭС на основе системы рационального управления составом агрегатов](#) //Автоматизация в промышленности, 2020 №4 – с.12-14. (доля автора: 0,125 п.л.)

### Индексированные в международных базах цитирования Scopus и WoS

12. Zakharchenko V.E. [Parameter validity control in process control systems](#)// Automation and Remote Control, October 2010, Volume 71, Issue 10, pp 2216–2223.
13. Zakharchenko V.E. [Modeling of operating HPP units' state rational control system](#) // Journal of Physics: Conference Series, 2018, Vol. 1111, Number 1, 5p.
14. Zakharchenko V.E. [The model of joint control system for HPP featuring the function of active power distribution in proportional equality of control ranges](#) // Journal of Physics: Conference Series, 2018, Vol. 1111, Number 1, 5p.
15. Kovartsev A, Nazarova A, Zakharchenko V [Approximation of hydraulic turbine performance characteristics using optimal splines and neural networks](#)// Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1652, 10p. (доля автора: 0,23 п.л.)
16. Alexander Kovartsev, Anastasia Nazarova and Vitaliy Zakharchenko [Recovery of the hydrounit performance characteristics via a few observations](#)// Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1745, 8p. (доля автора: 0,19 п.л.)

### Результаты интеллектуальной деятельности

17. [Свидетельство о госрегистрации программы для ЭВМ 2020616447. Рос. Федерация. РУСА / Захарченко В.Е., Михайлов М.Ф., Дубов И.А; правообладатель: ООО НВФ “Сенсоры, Модули, Системы” — № 2020615494 ; заявл. 1.06.2020 ; зарегистр. 17.06.2020 ; — 1 с. \(доля автора: 0,03 п.л.\)](#)

### Монографии, учебные пособия

18. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. [“Оценка достоверности параметров контроля и управления АСУТП. Функционально-ориентированные модели”](#) Монография – Lambert Academic Publishing, 2012 – стр. 182. (доля автора: 9,36 п.л.)
19. Захарченко В. Е. [Оценка достоверности информационного обеспечения АСУТП гидроагрегата на основе функционально-ориентированных нечётких математических моделей](#), Диссертация к.т.н., 2011 год – стр. 160.
20. Захарченко В.Е. [SIMATIC. Контроллеры. Базовый курс](#), 2012.
21. Под. ред. Захарченко В.Е. [SIMATIC. Контроллеры. Расширенный курс](#), 2013.
22. Под. ред. Захарченко В.Е. [SIMATIC TIA Portal. Базовый курс](#), 2017.

23. Под. ред. Захарченко В.Е. [SIMATIC TIA Portal. Расширенный курс](#), 2018.
24. Под. ред. Захарченко В.Е. [Системы диспетчерского управления и передачи данных "](#), 2016.
25. Под. ред. Захарченко В.Е. [Моделирование для систем автоматизации на основе Siemens SIMIT](#), 2018.
26. Под. ред. Захарченко В.Е. [Станции оператора SIMATIC HMI](#), 2018.
27. Под. ред. Захарченко В.Е. [Контроллеры Regul. Базовый курс](#), 2020.
28. Под. ред. Захарченко В.Е. Системы диспетчерского управления и передачи данных (АСОКУ), 2020.

#### **Другие публикации:**

29. Захарченко В.Е., Зарубин Н.А., Ледаков Я.А. [Опыт виртуальной пусконаладки АСУТП в нефтяной отрасли // "NEFTEGAZ.RU", 2020 №06 \(102\) – с.46-49.](#) (доля автора: 0,125 п.л.)
30. Захарченко В. Е. [Оценка состояния агрегата по параметрам из АСУТП // Электрические станции.](#) - 2021. - № 1. – с. 50 – 54.
31. Захарченко В.Е. [Организация интерфейса между АСУТП и MES\ERP-системами в распределённой информационной среде предприятия // МКА.-2005г.-№4.-стр.20-22.](#)
32. Захарченко В.Е. [Контроль достоверности значений параметров в АСУТП // III Всероссийская научно-практическая конференция «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2007, Санкт-Петербург, 2007, - с.278-286](#)
33. Захарченко В.Е. Имитационные модели объектов управления для тестирования алгоритмов АСУТП// [Лабораторные информационные системы и системы управления производством. LIMS&MES.](#) - Москва: Информационные технологии, 2008г. - стр.82-89.
34. Захарченко В.Е. Контроль достоверности значений параметров в АСУТП // [Лабораторные информационные системы и системы управления производством. LIMS&MES.](#) - Москва: Информационные технологии, 2008г. - стр. 90-98.
35. Сидоров А.А., Захарченко В.Е. [Модель оценивания достоверности значений параметров АСУТП // Международная конференция с элементами научной школы для молодёжи «Перспективные информационные технологии для авиации и космоса» ПИТ-2010, Самара, 2010 – с.242-246](#) (доля автора:0,2 п.л.)

#### **Основные конференции:**

1. Захарченко В.Е. АСОКУ: Типовое решение на основе WinCC OA для построения комплексных АСУТП ГЭС// [Международная научно-техническая конференция «Современные российские системы мониторинга и управления на основе SCADA-системы WinCC OA»](#), Сочи, 2015
2. Захарченко В.Е. Автоматизированная система оперативного контроля и управления: типовое решение на основе WinCC OA для построения комплексных АСУТП ГЭС// [Вторая международная научно-техническая конференция «Современные российские системы мониторинга и управления на основе SCADA-системы WinCC OA. Построение цифрового предприятия»](#), Самара, 2016
3. Захарченко В.Е. Система рационального управления составом агрегатов ГЭС на основе АСОКУ// [Вторая международная научно-техническая конференция «Современные российские системы мониторинга и управления на основе SCADA-системы WinCC OA. Построение цифрового предприятия»](#), Самара, 2016
4. Zakharchenko Vitaliy CMC ASOCU - WinCC OA-based standard solution for hydro power plant main dispatcher centers, SPS IPC Drives, Siemens SCADA Lounge, Nuremberg, 2016
5. Захарченко В.Е. Применение системы имитационного моделирования SIMIT для организации виртуальной пусконаладки оборудования и построения тренажёров операторов, [Международная конференция «Дигитализация производственных процессов»](#), Сочи, 2017
6. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. Диспетчеризация производственных процессов в энергетике. OEM-решение «АСОКУ» на базе WinCC OA, [Международная конференция «Дигитализация производственных процессов»](#), Сочи, 2017
7. Захарченко В.Е. Применение системы имитационного моделирования SIMIT для организации виртуальной пусконаладки оборудования и построения тренажёров операторов // [Научно-техническая конференция «Дигитализация производственных процессов. Применение промышленного программного обеспечения для построения цифровых предприятий»](#), Самара, 2018
8. Захарченко В.Е. Диспетчеризация производственных процессов в энергетике. OEM-решение «АСОКУ» на базе WinCC OA// [Научно-техническая конференция «Дигитализация производственных процессов. Применение промышленного программного обеспечения для построения цифровых предприятий»](#), Самара, 2018

9. Захарченко В.Е. Моделирование системы рационального оперативного управления составом агрегатов гидроэлектростанций// [XIV научно-техническая конференция «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов»](#), Саратов, 2018 г.
10. Захарченко В.Е. Модель системы группового регулирования ГЭС с функцией распределения активной мощности по долевному равенству диапазонов регулирования. // [XIV научно-техническая конференция «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов»](#), Саратов, 2018 г.
11. Захарченко В.Е. [Моделирование системы рационального оперативного управления составом агрегатов гидроэлектростанций и планирование его изменений](#) //Девятая всероссийская научно-практическая конференция «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2019, Екатеринбург, 2019, с.421-427
12. Коварцев А.Н., Назарова А.Н., Захарченко В.Е. [Восстановление эксплуатационных характеристик гидроагрегатов по малому числу наблюдений](#)// Сборник трудов по материалам VI Международной конференции и молодежной школы, [Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева](#) (Самара) 2020, Том. 3., с.586-594. (доля автора: 0,19 п.л.)  
Alexander Kovartsev, Anastasia Nazarova and Vitaliy Zakharchenko [Restoration of hydraulic turbine performance characteristics on a few observations](#)//VI международная конференция и молодежная школа «[Информационные технологии и нанотехнологии](#)», Самара, 2020, 9с (доля автора: 0,19 п.л.)
13. Kovartsev A, Nazarova A, Zakharchenko V [Approximation of hydraulic turbine performance characteristics using optimal splines and neural networks](#)// [Journal of Physics: Conference Series, Volume 1652, 15th International Scientific and Technical Conference \(PESPC\) 2020 6-9 October 2020, Saratov, Russian Federation](#) (доля автора: 0,23 п.л.)
14. Захарченко В.Е. Обучение оперативного персонала ГЭС на основе модели системы группового регулирования активной мощности // [ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА](#) Материалы XV Международной научно-технической конференции, Саратов, 2020, с. 52-58

ЗАХАРЧЕНКО Виталий Евгеньевич

РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ И РЕАЛИЗАЦИЯ  
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И  
СОСТАВОМ ЗАДЕЙСТВОВАННЫХ АГРЕГАТОВ ГЭС

АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Подписано в печать 02.07.2021 г.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать оперативная.

Объем – 2,5 усл. п. л. Тираж 100 экз. Заказ № \_\_\_\_.

Отпечатано с готового оригинал-макета в издательстве Самарского университета.  
443086, Самара, Московское шоссе, 34, Самарский университет