

**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования**

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт космических и информационных технологий

Кафедра «Системы автоматизации, автоматизированное управление и проектирование»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ С.В. Ченцов
« _____ » _____ 06 _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

27.03.04 – Управление в технических системах

**РАЗРАБОТКА СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ С ЗА-
ПАЗДЫВАНИЕМ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИОН-
НОГО СОСТОЯНИЯ**

Руководитель _____ « ____ » 06 2020г.

А.Ш. Любанова

Выпускник _____ « ____ » 06 2020г.

М.А. Маторин

Нормоконтролер _____ « ____ » 06 2020г

Т.А. Грудинова

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схемы управления гидроагрегатом с запаздыванием на основе оценки его эксплуатационного состояния» содержит 51 страницу текстового документа, 20 использованных источников, 24 иллюстрации.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ГИДРОАГРЕГАТ, ФУНКЦИЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ, ЧИСТОЕ ЗАПАЗДЫВАНИЕ

Цель работы: разработка математической модели управления гидроагрегатом с запаздыванием на основе оценки его эксплуатационного состояния для повышения надежности его работы.

В результате выполнения данной работы были изучены принципы управления гидроагрегатами и гидроэлектростанциями, разработаны правила принятия решений на базе оценки эксплуатационного состояния и изучены методики оценки эксплуатационной надёжности гидроагрегата на основе нечёткой логики.

В итоге была разработана общая схема управления гидроагрегатом на основе оценки его эксплуатационной надёжности, а так же было проведено три эксперимента имитационного моделирования процесса управления в программной среде SimInTech.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Автоматизированное управление гидроагрегатами. Постановка задачи 7	
1.1 Автоматизированные системы управления в гидроэнергетике	7
1.2 Система управления гидрогенераторами на ГЭС.....	11
1.2.1 Машинный зал и гидрогенераторы.....	11
1.2.2 Автоматизированная система управления ГЭС	11
1.3 Постановка задачи	11
1.3.1 Цель работы.....	11
1.3.2 Основные задачи.....	11
1.3.3 Исходные данные.....	12
1.3.4 Планируемые результаты.....	13
1.3.5 Программное обеспечения для компьютерного эксперимента	13
2 Управление гидроагрегатом с запаздыванием на основе его эксплуатационного состояния	14
2.1 Основные принципы и математическая модель управления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния	14
2.1.1 Особенности процесса управления гидроагрегатом	14
2.1.2 Символическое описание процесса управления гидроагрегатом.....	16
2.2 Модель управления с запаздыванием	18
2.2.1 Параметры эксплуатационного состояния.....	18
2.2.2 Функции принадлежности	18
2.2.3 Моделирование текущих оценок и результирующей оценки агрегата	18
2.2.4 Моделирование превентивного управления	18
2.3 Разработка схемы управления с запаздыванием	18
2.3.1 Общая схема управления с запаздыванием.....	18
2.3.2 Компьютерное моделирование процесса управления	19
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	28
Список использованных источников	29

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, автоматизированные системы управления играют очень большую роль в производстве любой промышленной продукции, будь то самолёты, автомобили, бытовая техника, и другие технические средства. Автоматизированные системы управления так же применяются на объектах разного рода, таких как тепловые, атомные электростанции и гидроэлектростанции.

Гидроэлектростанция сегодня – это система гидротехнических сооружений и различного оборудования для преобразования потенциальной энергии водного потока в электрическую энергию. Значимым преимуществом гидроэлектростанций в этой системе является их возможность в короткие сроки выходить на полную мощность. Поэтому гидроэлектростанции работают в обычном режиме даже в высочайшей точке графика нагрузки системы. Постоянный характер динамичности ситуаций на ГЭС всегда приводит к необходимости повышать адаптационные свойства моделей управления в данной системе. В процессе управления и контроля различными режимами работы ГЭС необходимо вычисление экономических и надёжностных параметров эксплуатационной надёжности используемых агрегатов. Такая задача носит многоцелевой характер. Поэтому вопросам, связанным с управлением гидроэлектростанцией, уделяется довольно значительное внимание.

Управление на гидроэлектростанциях полностью автоматизировано. Автоматизация обеспечивает более эффективное использование энергоресурсов за счет поддержания заданного режима работы ГЭС с более высокой точностью, выбора оптимального для данного режима количества работающих агрегатов и более практичного распределения нагрузки между ними. Эффективность использования энергоресурсов может быть повышена также за счет увеличения скорости процессов управления агрегатами и их дополнительного оборудования. Автоматизация управления дополнительных механизмов ГЭС позволяет избегать их работы вхолостую и тем самым уменьша-

ет расход энергии на собственные нужды. Непрерывающийся автоматический контроль состояния работающего оборудования и гидросооружений ГЭС позволяет в короткие сроки обнаружить какие-либо отклонения режима их работы от нормального и принять нужные для этого меры. А именно, такой контроль позволяет включать резервные механизмы, подавать предупреждающие сигналы на неисправное оборудование, а при необходимости и вообще отключать оборудование от работы.

Данная выпускная работа посвящена вопросам управления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния. Целью данной работы является разработка математической модели управления гидроагрегатом с запаздыванием на основе оценки его эксплуатационного состояния для повышения надежности его работы.

Такие разработки стали особенно актуальными после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС ввиду серьезных последствий аварий на гидроагрегатах вплоть до человеческих жертв [18].

Для достижения цели работы необходимо решить следующие задачи:

- разработать правила принятия решений на базе оценки эксплуатационной надежности;
- разработать критерий и математическую модель управления на основе классической схемы управления с чистым запаздыванием;
- разработать общую схему управления гидроагрегатом на основе оценки его эксплуатационной надежности.

Работа состоит из введения, двух разделов, заключения и списка использованных источников. В первом разделе дается анализ существующих автоматизированных систем управления в гидроэнергетике, в том числе на Красноярской ГЭС, и обсуждается постановка задачи. Второй раздел посвящен построению математической модели управления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния. В данном разделе обсуждаются основные принципы управления гидроагрегатами в условиях нечетко заданной информации, математическая модель превентивного управления с запазды-

ванием и результаты имитационного моделирования процесса в SimInTech.

Работа оформлена в соответствии с общими требованиями к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности в Сибирском федеральном университете [17].

1 Автоматизированное управление гидроагрегатами. Постановка задачи

1.1 Автоматизированные системы управления в гидроэнергетике

Автоматическое управление гидроагрегатами ГЭС и управление режимами их работы очень важны для повышения надежности данных энергосистем. В аварийных режимах, которые могут появиться в результате нехватки мощности в системе, автоматика позволяет оперативно вводить в работу запасные агрегаты ГЭС, увеличивать их нагрузку, и таким образом, восстанавливать равновесие между потреблением и генерированием энергии.

Но так как запаздывание в автоматизированных системах невозможно полностью исключить, все эти способы и методики лишь улучшают взаимодействие с такими системами, позволяя максимально эффективно эксплуатировать даже самые большие системы управления.

Выделяют несколько этапов управления. Первым из них является превентивное управление, где решение принимается на каком-то заранее определенном временном отрезке, когда значение параметра вышло из номинального диапазона, но не достигло своего критического уровня, при котором могло произойти аварийное отключение гидроагрегата. Данный процесс принятия и реализации прогнозируемых решений управления направлен на предотвращение аварийной ситуации на станции. В таком управлении важна роль лица, принимающего решение, или начальника станции, который должен принимать соответствующие решения исходя из ситуации.

В настоящее время развитие различных интеллектуальных алгоритмов и способов управления, появление строгого и точного описания процессов управления с точки зрения теории принятия решений создает новые направления в теории и методах управления сложными системами. Одним из инструментов разработки алгоритмов управления является теория нечетких множеств. Она возникла из практических потребностей многих прикладных

наук, оперирующих с неоднозначной или противоречивой информацией, и позволяет управлять сложными системами и принимать решения в условиях нечетко заданной информации.

Существующие в настоящее время решения по автоматизации и управлению в гидроэнергетике можно разделить на три направления. Первое направление связано с разработкой систем комплексной стратегии управления эксплуатацией объектов гидроэнергетики. Комплексная стратегия управления эксплуатацией, предложенная в [9], позволяет оценить, насколько успешно стратегия реализуется на конкретном гидроэнергетическом объекте через систему показателей. С одной стороны, эта система показателей характеризует стратегию в период модернизации оборудования, с другой – обеспечивает прозрачность контроля и обоснованность управленческих решений по корректировке стратегии. Предлагаемая комплексная стратегия управления эксплуатацией гидроэлектростанций направлена на обеспечение работоспособного состояния оборудования и организацию производственно-технического использования оборудования.

Второе направление – это методы анализа процессов эксплуатации и принятия решений при повреждениях и авариях энергообъектов [4, 5, 7, 14, 15, 20]. В настоящее время энергосистемы принято рассматривать как эргатические системы, «представляющие собой совокупность объектов, генерирующих, распределяющих и передающих электрическую и тепловую энергию, и обслуживающих их людей, занятых достижением общей цели и включенных в общую сеть обмена информацией» [5]. Основные требования к ГЭС как энергосистеме заключаются в следующем. Она должна

- удовлетворять в каждый момент времени потребность в количестве электрической энергии соответствующего качества;
- сохранять свою целостность, т. е. чтобы не было неконтролируемых разделений основных частей энергосистемы;
- ограничивать размеры отказа и уменьшать до минимума риск широкого распространения неполадок;

- быстро восстанавливаться и сохранять безопасность.

Однако создание систем, способных подсказать операторам возможное развитие аварийных ситуаций и рекомендовать возможные действия для сохранения живучести, наталкивается на определенную трудность. Она связана с нехваткой математически обоснованных и опробованных на практике методов анализа и принятия решения при эксплуатации подобных систем в экстремальных условиях. Это особенно актуально для решения проблемы моделирования аварийных ситуаций и быстрого анализа большого объема количественной и качественной информации в условиях неопределенности.

На сегодняшний день основным инструментом для таких разработок является теория нечетких множеств и генетические алгоритмы [6, 13]. Так в работах [14, 15] предложена модель формализации информации об эксплуатационном состоянии гидроагрегатов станции, основанная на построении нечетких интервалов для параметров эксплуатационного состояния. Данный подход позволяет оценивать информационную ценность контролируемых параметров с точки зрения приоритетности при учете базовых и текущих показателей надежности. Разработка системы представления информации для принятия решения ЛПР в рамках управления режимом ГЭС позволяет:

- производить оценку эксплуатационного состояния агрегатов с учетом важности контролируемого параметра;
- представлять результаты в форме, удобной для принятия решения ЛПР.

Системы интеллектуальной поддержки принятия решения разрабатывались и ранее, но они не получили широкого распространения. Однако авария, произошедшая на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г., наглядно продемонстрировала возможность и последствия ошибки человека в контуре управления. На основе материалов экспертной комиссии по установлению причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС сформированы рекомендации и мероприятия по предупреждению подобных техногенных аварий, где значится разработка основ и принципов создания систем мониторинга и диагности-

ки, расчет состояния оборудования и сооружений на гидроэнергетических объектах [18]. Таким образом, необходимость создания таких систем доказана документально, что подтверждает актуальность таких разработок.

Дальнейшее развитие автоматизированных систем управления гидроэлектростанциями с учетом контроля эксплуатационного состояния предполагает решение следующих задач:

- разработка моделей контроля и управления текущим состоянием гидроэнергетического оборудования на основе математического аппарата, позволяющего эффективно построить подсистему поддержки принятия решения в контуре оперативного управления;

- создание алгоритмов и программного обеспечения для реализации этих моделей.

Третье направление объединяет методологические и инструментальные разработки, связанные с системами управления самими гидроагрегатами. Сюда относятся новые способы управления гидроагрегатами и их подсистемами, например, способ адаптивного управления скоростью вращения ротора гидротурбин гидроэлектростанций, предложенный в [10]. Сущность изобретения состоит в уточнении на каждом шаге процесса управления параметров адаптивного регулятора и коррекции комбинаторной зависимости. Уточнение и коррекция осуществляется с помощью найденных на предыдущем шаге процесса управления параметров обучаемой модели, состоящей из математических моделей объекта управления, комбинатора и адаптивного регулятора.

К третьему направлению можно также отнести готовые инструментальные решения АСУ ТП ГЭС, предлагаемые различными компаниями, которые специализируются на разработках таких систем. Например, АСУ ТП ГЭС или АСУ технологическими процессами, разработанные ООО «Промавтоматика», предназначены для объединения локальных систем управления в единую систему [2, 3]. Следует также отметить группу компаний «СМС-Автоматизация», которая создает и внедряет системы автоматизации с 1991 г. В частности эта группа разработала автоматизированную систему опера-

тивного контроля и управления Жигулевской ГЭС [1].

1.2 Система управления гидрогенераторами на ГЭС

1.2.1 Машинный зал и гидрогенераторы

1.2.2 Автоматизированная система управления ГЭС

1.3 Постановка задачи

1.3.1 Цель работы

Целью данной работы является разработка математической модели управления гидроагрегатом с запаздыванием на основе оценки его эксплуатационного состояния для повышения его эксплуатационной надежности.

1.3.2 Основные задачи

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач.

Он включает в себя следующие задачи:

- изучить основные принципы управления гидроагрегатами и гидроэлектростанцией;
- изучить методику оценки эксплуатационной надежности гидроагрегата на основе нечеткой логики;
- разработать правила принятия решений на базе оценки эксплуатационной надежности;
- разработать критерий и математическую модель управления на основе классической схемы управления с постоянным запаздыванием;
- разработать общую схему управления гидроагрегатом на основе оценки его эксплуатационной надежности;

- провести компьютерный эксперимент для имитационного моделирования процесса управления гидроагрегата по трем надежностным параметрам, а именно, повышение температуры масла трансформатора, расход на смазку турбинного подшипника и симметричные перегрузки генератора.

1.3.3 Исходные данные

Исходными данными для выполнения работы являются материалы, собранные на производственной практике на Красноярской ГЭС, методика оценки эксплуатационной надежности гидроагрегата на основе нечеткой логики, надежностные параметры эксплуатационного состояния, данные по типу функций принадлежности, значениям надежностных параметров и их базовым оценкам (приведены в таблице 1.1). Данные соответствуют характеристикам гидроагрегатов, установленных на Новосибирской ГЭС [16, 17].

Таблица 1.1 – Исходные данные по надежностным параметрам

Показатели	Параметры		
	Повышение температуры масла блочного трансформатора °С	Расход на смазку турбинного подшипника (л/с)	Симметричные перегрузки генератора R_1 (А)
Вид функции принадлежности	Невозрастающая	Неубывающая	Невозрастающая
Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}	-25	9	3200
Верхнее модальное значение нечеткого интервала \overline{m}	40	30	3392
Левый коэффициент нечеткости α	-	2.5	-
Правый конец нечеткости β	15	-	129
Базовая оценка (характеристика возможно-	0.97233	0,93619	0,68887

сти ухудшения параметра состояния), безразмерная величина			
---	--	--	--

1.3.4 Планируемые результаты

В результате выполнения работы планируется получить следующие результаты:

- построить математическую модель управления гидроагрегатом на основе оценки его эксплуатационной надежности
- разработать схему управления гидроагрегатом.

1.3.5 Программное обеспечения для компьютерного эксперимента

Для того чтобы создать и проанализировать рассматриваемую нами модель управления, я использовал среду динамического моделирования под названием SimInTech [13, 18].

Данное программное обеспечение предназначено в первую очередь для расчётной проверки работы систем управления сложными техническими объектами. SimInTech осуществляет моделирование технологических процессов, протекающих в различных отраслях с одновременным моделированием системы управления, и позволяет повысить качество проектирования систем управления за счет проверки принимаемых решений на любой стадии проекта.

2 Управление гидроагрегатом с запаздыванием на основе его эксплуатационного состояния

2.1 Основные принципы и математическая модель управления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния

2.1.1 Особенности процесса управления гидроагрегатом

Методология управления по ситуации – основа оперативно-диспетчерского управления. Различают несколько этапов управления. Первым из них является превентивное управление, где решение принимается на каком-то заранее определённом временном отрезке. Оно возможно, когда значение параметра вышло из номинального диапазона, но не достигло своего критического значения, при котором происходит аварийное отключение гидроагрегата. Данный процесс принятия и реализации прогнозируемых решений управления направлен на предотвращение аварийной ситуации на станции. В таком управлении важна роль лица, принимающего решение, которое должно принимать соответствующие решения исходя из ситуации.

Наблюдение за эксплуатационным состоянием и управление режимом работы отдельных агрегатов с учетом этого состояния, имеет следующие особенности:

- разноцелевой характер принятия решения;
- необходимость трактовки информации о состоянии для различных ситуаций;
- принятие необходимых решений в режиме online;
- наличие неопределенности информации о состоянии объекта.

К способам управления режимами работы относят:

- автоматическое регулирование;
- оперативное управление по плану, корректировка плана по факту;
- превентивное (предупредительное) управление.

Человек, принимающий решение, в условиях разного и динамичного характера управления, индивидуальных критериев управления, учитывает не только определённую и вероятностную информацию, но и качественную, а также координирует набор альтернатив для принятия решения. Такая информация имеет, как правило, расплывчатый характер. Разработанные на базе такой информации модели носят неформализованный характер, что значительно усложняет их практическое использование в управлении работой станции.

Известно, что множество ситуаций совместно с созданными правилами диспетчерского управления, которые содержат в себе рекомендации, запреты, ограничения и регламентации по режимным параметрам системы в целом и по отдельным ее объектам, образует содержание полной ситуации. Контроль над текущими параметрами режима, уже реализованные состояния и оценка будущих дают возможность составить информационное описание текущей ситуации в какой-то момент времени.

Для раскрытия максимально полных возможностей управления агрегатами нужно выделить те ограничения, которые накладываются на режим работы гидроэлектростанций за счет изменения текущего на данный момент эксплуатационного состояния и различных требований системного характера и определяют режим работы станции в системе. Их можно разбить на две группы: безусловные и превентивные, или «условные».

Безусловные, или жестко заданные требования строго контролируются на предмет их обязательного исполнения. Сюда входят ограничения мощности турбины и генератора, нарушение или некорректность предела передаваемой мощности по отходящей ЛЭП, обязательное число и состав гидроагрегатов, связанные с требованиями по надежности режима работы электростанции и др. Невыполнение таких требований, или некорректное выполнение однозначно приводит к отрицательным, или даже катастрофическим последствиям;

Превентивные, или «условные» требования характеризуются степенью

важности, которая должна быть рассчитана по соответствующим формулам и в связи с этим «дозирована». К таким ограничениям относится значительная часть информации систем контроля за тепловыми, электрическими, механическими, вибрационными параметрами, срабатывание предупредительной сигнализации при каком-либо сбое на агрегатном уровне, поддержание оптимального регулировочного диапазона по активной мощности на стационарном уровне и др.

Первый из перечисленных видов ограничений довольно просто учитывается в алгоритмах внутростанционной оптимизации, в которых они могут быть заранее заложены. Учет же фактического эксплуатационного состояния гидроагрегатов в виде превентивных ограничений зависит от изменения текущей ситуации в определённый момент времени и возможен только при оперативном управлении режимом ГЭС.

2.1.2 Символическое описание процесса управления гидроагрегатом

Символическое описание процесса управления гидроагрегатом выглядит следующим образом [14, 15]:

$$S: S_t \times S_t^{\exists} \times S_t^H \xrightarrow{U} S_{t+1}^c,$$

где S – полная обобщённая ситуация;

S_t – текущая ситуация на ГЭС в данный момент времени, сформулированная в виде требований, которые предъявляются к работе электростанции по условиям покрытия активной и реактивной нагрузок;

S_t^H, S_t^{\exists} – текущие ситуации, которые определяются надёжностью и экономичностью работающего оборудования;

U – вектор многоцелевого управления;

S_{t+1}^c – новая текущая ситуация на гидроагрегате как декартово произведение всех предыдущих ситуаций.

Текущие ситуации на гидроагрегате $S_t^Э$ и $S_t^Н$ определяются рядом экономических и надежностных параметров $R_Э$ и $R_Н$, которые характеризуют фактическое состояние работающего оборудования в момент времени t . В связи с этим возникает вопрос о размерности режимных параметров, контроль за которыми позволяет определить $R_Э$ и $R_Н$ и на их основе получить оценки ситуаций $S_t^Э$ и $S_t^Н$.

В качестве основной характеристики, с помощью которой может быть получена экономическая оценка работы агрегата на станции, используется величина расхода энергоресурса (расход воды на гидроагрегате или расход топлива на тепловом блоке) или его коэффициент полезного действия (КПД). При необходимости они могут достаточно просто быть пересчитаны в стоимостные показатели, например в издержки, связанные с производством энергии на станции. Если фактический КПД (η) блока в момент времени t определен, то может быть получена экономическая оценка режима его работы:

$$R_Э = \eta t.$$

Отсюда следует, что такая характеристика, как КПД блока на основе построения его экономических характеристик, проработана достаточно полно.

В отличие от экономических, режимные параметры, характеризующие эксплуатационную надежность блока, достаточно многочисленны и образуют многомерное пространство вида

$$R = (R_T, R_B, R_{Эл}, R_y, R_{пр}, \dots),$$

где $R_T, R_B, R_{Эл}, R_y, R_{пр}, \dots$ – параметры температурного, вибрационного,

электрического состояний, характеризующие отклонение уровней воды и масла, давления воздуха на контролируемых узлах блока и ряд прочих соответственно.

В качестве универсального параметра, характеризующего эксплуатационную надежность работы агрегата, подобного КПД при оценке его экономичности, может быть использован текущий износ блока, однако эта методически сложная проблема еще не решена. Отсутствие строгих моделей расчета текущего износа энергетического блока делает необходимым косвенный учет эксплуатационной надежности на основе контроля над изменением многочисленных параметров в соответствии с (2). Это требует разработки специальных процедур их получения, приведения параметров к единой размерности, а также ранжирования контролируемых параметров, так как степень их информационной ценности для принятия решения в контуре оперативного управления в общем случае различна.

2.2 Модель управления с запаздыванием

2.2.1 Параметры эксплуатационного состояния

2.2.2 Функции принадлежности

2.2.3 Моделирование текущих оценок и результирующей оценки агрегата

2.2.4 Моделирование превентивного управления

2.3 Разработка схемы управления с запаздыванием

2.3.1 Общая схема управления с запаздыванием

Общая схема управления включает в себя пять основных блоков и представлена на рисунке 2.5.

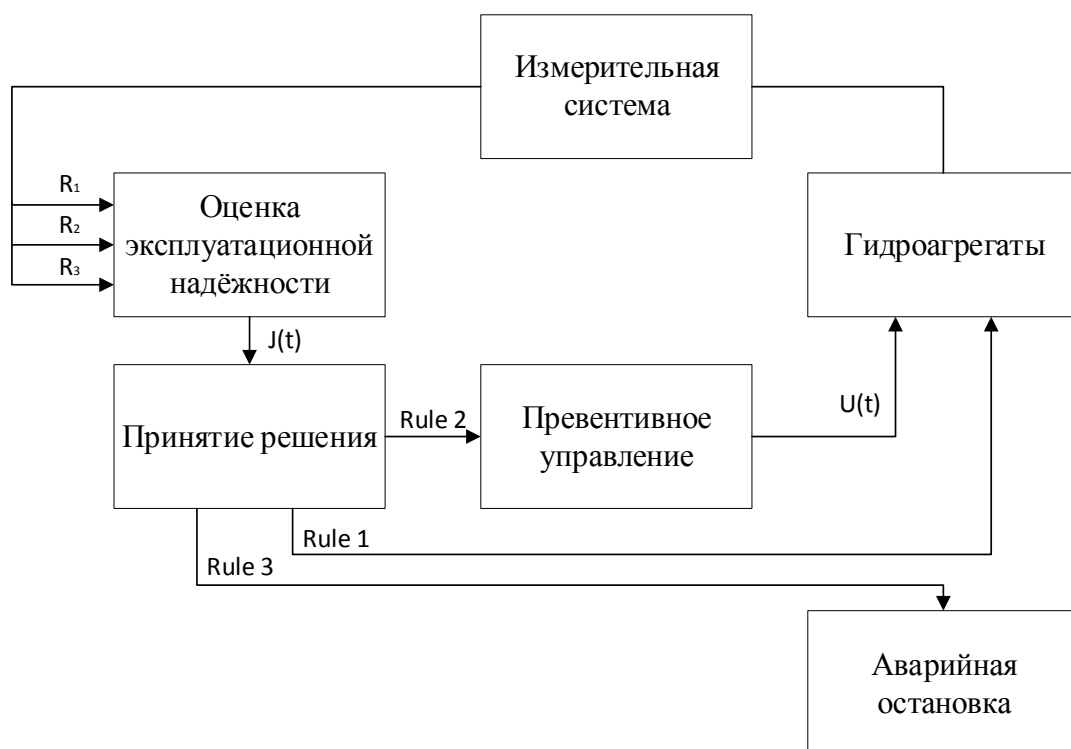


Рисунок 2.5. Общая схема управления

В блоке «Оценка эксплуатационной надёжности» вычисляются текущие оценки надёжности параметров и результирующая оценка эксплуатационной надёжности гидроагрегата на основе данных, переданных из блока «Измерительная система». В блоке «Принятие решения» осуществляется выбор дальнейшей стратегии управления на основе решающих правил Rule 1, Rule 2 и Rule 3. При необходимости превентивного управления (Rule 2) в блоке «Превентивное управление» рассчитываются управляющие воздействия по формулам (14), (16) – (18) и передаются в блок «Гидроагрегаты» с помощью исполнительных устройств.

2.3.2 Компьютерное моделирование процесса управления

Для проведения компьютерных экспериментов была построена имитационная модель процесса управления гидроагрегатом с учетом его эксплуа-

тационного состояния в среде динамического моделирования технических систем SimInTech (рисунок 2.6). В качестве параметров управления выбраны три надежных параметра: повышение температуры масла трансформатора, расход на смазку турбинного подшипника и симметричные перегрузки генератора.

Рисунок 2.6. Построенная функциональная модель

Далее, рассмотрим каждый блок и его функционал в схеме, приведенной на рисунке 2.6.

На первом этапе происходит генерация случайных чисел в пределах допустимых значений управляемых параметров (таблица 2.1): R_1 – повышение температуры масла блочного трансформатора; R_2 – расход на смазку турбинного подшипника; R_3 – симметричные перегрузки генератора. Для удобства приведем эту таблицу еще раз.

Таблица 2.1 – Исходные данные для компьютерного моделирования

Показатели	Параметры		
	Повышение температуры масла блочного трансформатора °С	Расход на смазку турбинного подшипника (л/с)	Симметричные перегрузки генератора (А)
Вид функции принадлежности	Невозрастающая	Неубывающая	Невозрастающая
Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}	-25	9	3200
Верхнее модальное значение нечеткого интервала \overline{m}	40	30	3392
Левый коэффициент нечеткости α	-	2.5	-

Правый конец нечеткости β	15	-	129
Базовая оценка (характеристика возможности ухудшения параметра состояния), безразмерная величина	0.97233	0,93619	0,68887

Для генерации чисел, был использован блок «Язык программирования», исходный код которого представлен на рисунке 2.7.

Рисунок 2.7. Исходный код блока генерации случайных чисел

Далее необходимо провести расчёт оценки каждого из сгенерированных параметров. Для этого используется блок «Язык программирования», и текущая оценка каждого параметра рассчитывается как значение соответствующей функции принадлежности. Исходный код данного блока представлен на рисунке 2.8.

Рисунок 2.8. Блок оценки каждого параметра

Дальнейшим шагом является вычисление результирующей оценки, на основе которой и будет определяться дальнейшая стратегия управления системой. Исходный код вычисления результирующей оценки представлен на рисунке 2.9.

Рисунок 2.9. Вычисление результирующей оценки.

Результирующая оценка в итоге имеет значение от 0 до 1. Следующим шагом является анализ этой оценки. Для нормального режима, результирующей

щая оценка должна быть равна 1. Для превентивного управления, эта оценка должна быть не ниже 0.8. Если оценка опускается ниже данного порога, то в системе происходит аварийный останов.

На рисунке 2.10, показан фрагмент функциональной модели, построенный с помощью логических блоков, который отвечает за принятие решения на основе полученных данных, и определяет дальнейшее действие системы.

Рисунок 2.10. Схема принятия решения

При выполнении первого правила соблюдается нормальный режим работы, при котором не требуется превентивное управление, и нет необходимости вносить корректировки в значения параметров. При выполнении второго правила, когда значения находятся в неустойчивом состоянии, необходимо подключать превентивное управление и регулировать параметры в соответствии с их нормативными значениями. Выполнение третьего правила означает аварийную ситуацию, поэтому происходит аварийный останов системы.

При превентивном управлении необходимо собрать исходные значения, и отрегулировать их таким образом, чтобы система могла вновь функционировать в нормальном состоянии. Это делается, когда результирующая оценка находится в пределах от 0.8 включительно до 1. В таком случае необходимо скорректировать значения параметров. На рисунке 2.11 изображена схема превентивного управления.

Рисунок 2.11. Схема превентивного управления

Для вычисления управляющих воздействий и скорректированных значений параметров, удовлетворяющих условиям нормального режима, были

использованы блоки «Язык программирования». Здесь вычисляются оптимальные значения управляющих параметров и параметров состояния по формулам (16) – (19) и выводятся в исходную схему. На рисунке 2.12 изображён код программируемых блоков.

Рисунок 2.12. Исходный код превентивного управления.

При тестировании системы, можно наблюдать начальные значения, подаваемые на вход системы, которые генерируются случайным образом в пределах своих блоков, а так же можно сравнить графики исходных значений и скорректированных значений, если в системе требовалось превентивное управление. Для этого, необходимо провести несколько экспериментов.

Для проведения имитационных экспериментов использовались исходные данные для трех, указанных выше параметров, а именно, R_1 – повышение температуры масла блочного трансформатора; R_2 – расход на смазку турбинного подшипника; R_3 – симметричные перегрузки генератора. Порог превентивного управления принят равным 0,8. В первом эксперименте, система сгенерировала 13 разных значений, до того как она перешла в режим аварийного останова. Сгенерированные данные показаны на рисунке 2.13. На графиках видно, что, например, температура масла в трансформаторе на восьмом такте оказалась в зоне превентивного управления.

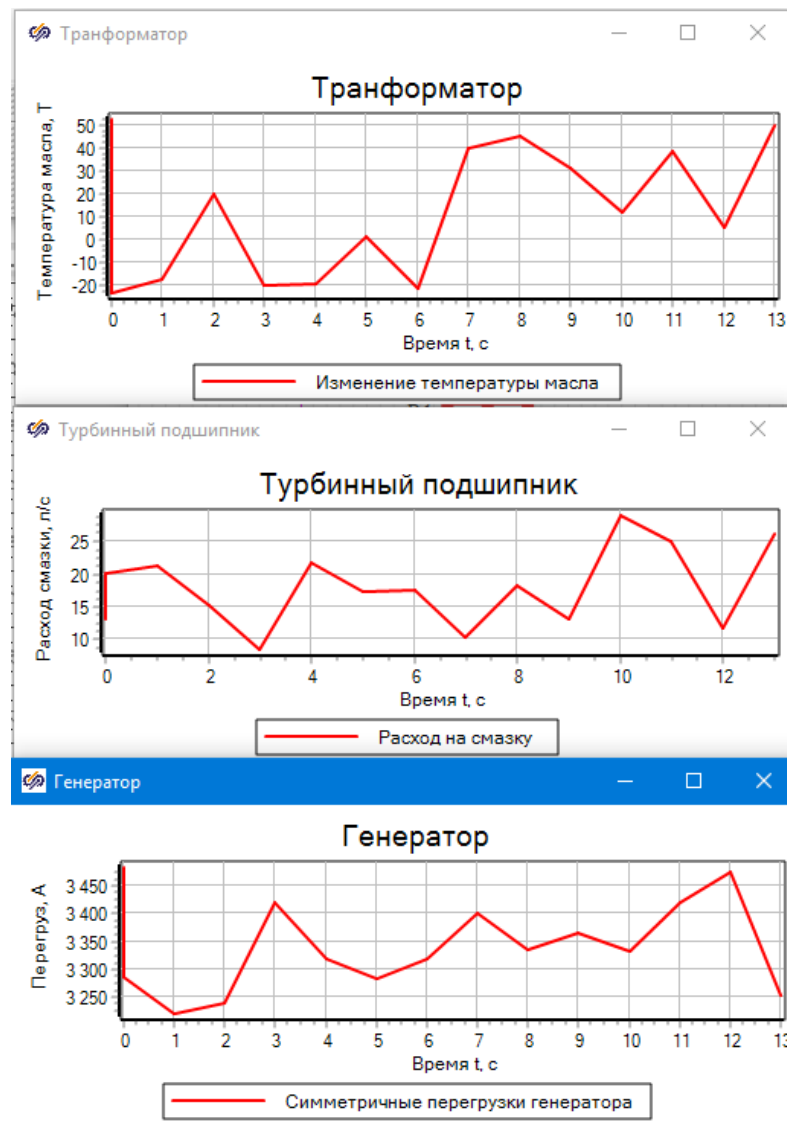


Рисунок 2.13. Сгенерированные данные на входе за 13 итераций.

Так как, в определённые промежутки времени и при малейших сдвигах значений от нормального, происходило превентивное управление, то необходимо сравнить графики исходных и скорректированных значений. На рисунке 2.14, представлены графики в сравнении, где красным цветом обозначены исходные данные, а зелёным цветом – скорректированные во время превентивного управления.

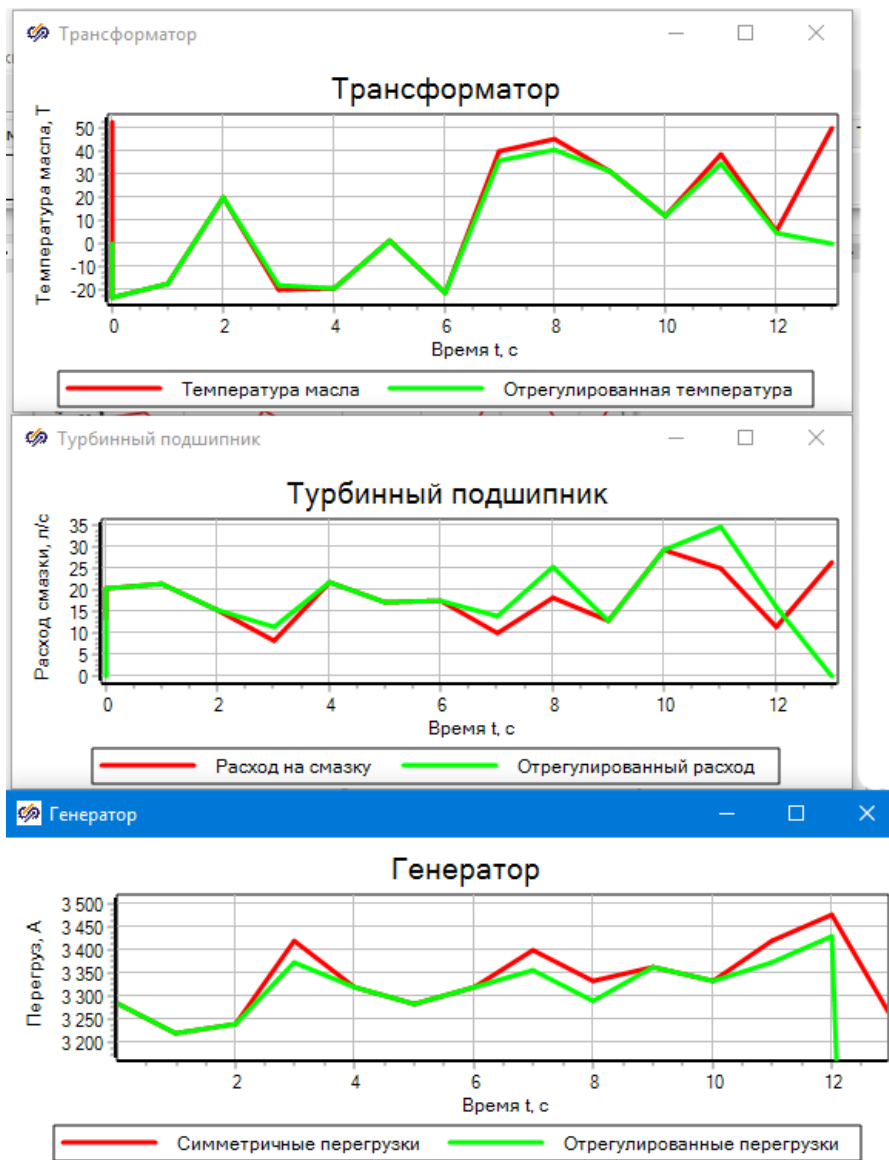


Рисунок 2.14. Сравнение графиков

По данным графикам видно, что отрегулированные значения стали более сглаженными, по сравнению с исходными значениями, поскольку превентивное управление меняло значения параметров состояния, если система находилась на границе неустойчивого состояния.

Рассмотрим результаты еще двух экспериментов.

Во втором эксперименте, вышло так, что система проработала всего лишь 10 итераций, но практически на протяжении всей работы заметно, что система находилась в состоянии превентивного управления. Из графиков видно, что дольше всего превентивное управление потребовалось для кор-

ректировки расхода смазки для турбинного подшипника, а также работы генератора, поскольку наглядно видно смещение отрегулированных параметров. Графики изменения исходных и отрегулированных значений параметров представлены на рисунке 2.15

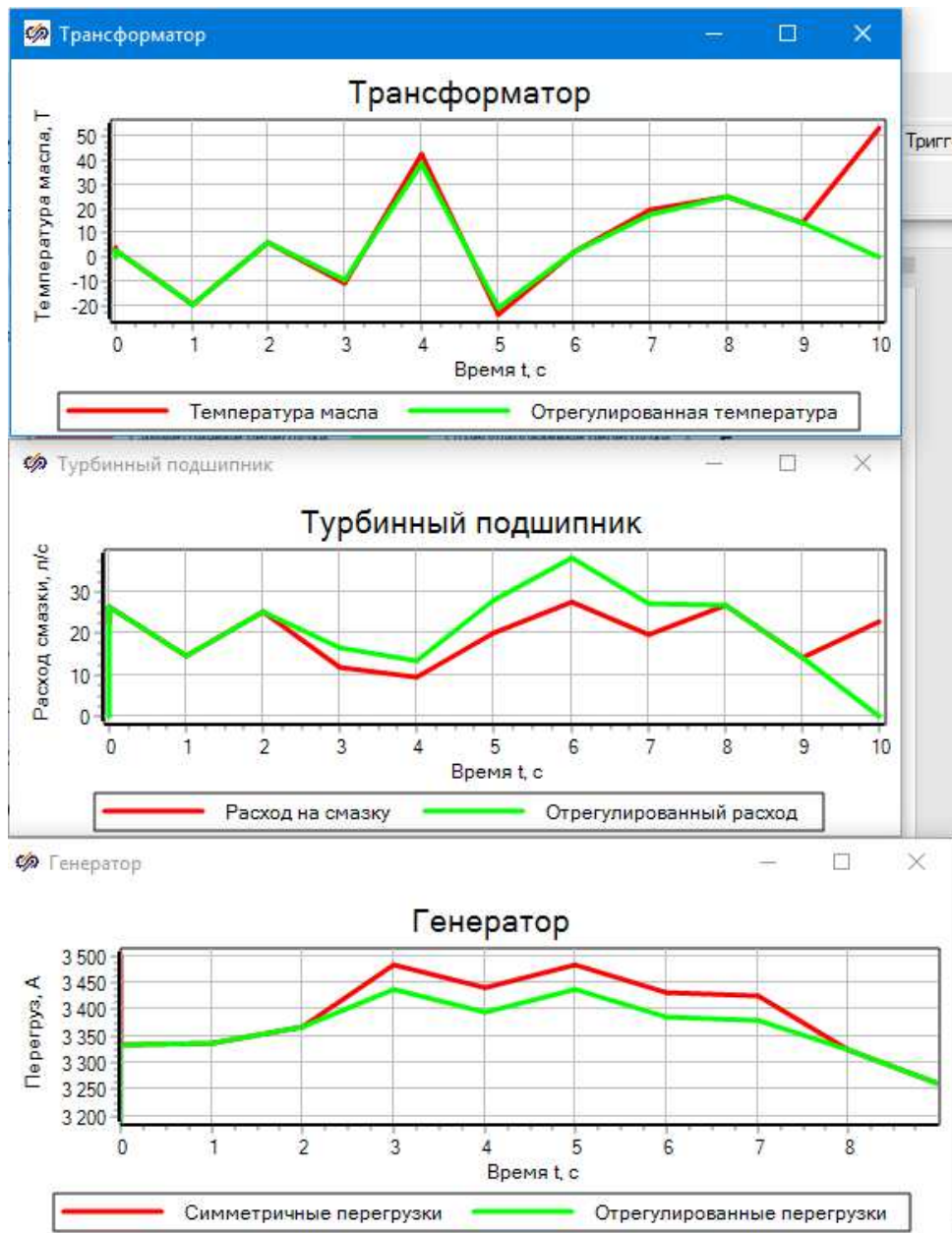


Рисунок 2.15. Состояние системы во втором эксперименте.

В третьем эксперименте, система проработала основную часть времени в нормальном режиме, где практически не потребовалось превентивное управление. По графикам можно заметить, что только во время 1 и 8 итера-

ции из 10 работало превентивное управление в системе. На рисунке 2.16, представлены результаты третьего эксперимента.

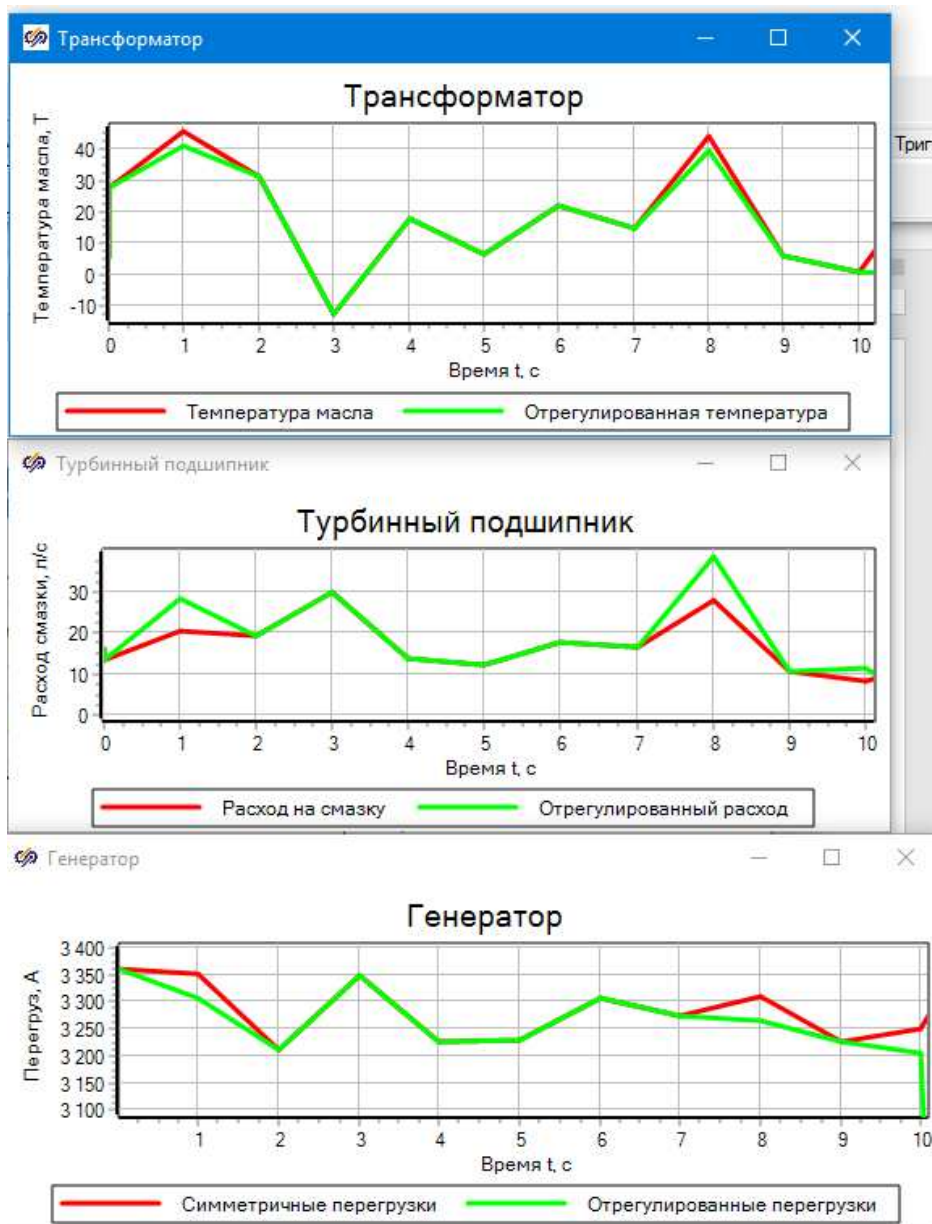


Рисунок 2.16. Состояние системы в третьем эксперименте

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был изучен принцип работы гидроагрегатов на гидроэлектростанции и методика оценки эксплуатационной надежности гидроагрегатов на основе теории нечетких множеств и решены следующие задачи:

- с помощью данной методики была составлена математическая модель управления гидроагрегатами с чистым запаздыванием;

- построено решение задачи управления;

- составлена общая схема управления гидроагрегатом с учётом чистого запаздывания.

- создана и протестирована функциональная модель управления гидроагрегатом в программе SimInTech, с превентивным управлением, позволившем системе работать непрерывно и в автоматическом режиме регулировать параметры, которые находились на границе неустойчивости и могли привести систему в аварийный режим.

Список использованных источников

1. Автоматизированная система оперативного контроля и управления Жигулевской ГЭС: техн. информация // СМС [сайт]. – Москва, 2006. Режим доступа: https://sms-a.ru/projects/hydropower/ASOKU_ZhiGES/
2. Автоматизированная система управления технологическими процессами: техн. информация // ПромАвтоматика [сайт]. – Санкт-Петербург, 2019. – Режим доступа: <http://pa.ru/ru/katalog/gidro/asu-tp-ges/avtomatizirovannaja-sistema-upravlenija-tehnologicheskimi-proces>
3. Автоматизированная система управления технологическими процессами АСУ ТП ГЭС: техн. информация // ПромАвтоматика [сайт]. – Санкт-Петербург, 2019. Режим доступа: <http://pa.ru/ru/katalog/gidro/asu-tp-ges>
4. Алексеева, А. В. Применение методов статистического контроля для диагностики вибросостояния гидроагрегата / А. В. Алексеева // Вестник УлГТУ, 2019. № 1. С. 67–71.
5. Городецкий, А.Е. Эргатические методы анализа процессов эксплуатации и принятия решений при повреждениях и авариях энергообъектов / А.Е. Городецкий, В.Г. Курбанов, И.Л. Тарасова // Информационно-управляющие системы, 2013. № 6. С. 29–36.
6. Заде, Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений: научное издание / Л.А. Заде. – Москва: Мир, 1976. 168 с.
7. Клячкин, В.Н. Система статистического анализа и контроля стабильности вибраций гидроагрегата / В.Н. Клячкин, Ю.Е. Кувайскова, А.В. Иванова //
8. Красноярская ГЭС [сайт] // Режим доступа: <https://www.kges.ru>
9. Лифарь, А. С. Оценка комплексной стратегии управления эксплуатацией объектов гидроэнергетической отрасли / А. С. Лифарь, А. Е. Бром // Омский научный Вестник, 2020. № 1. С. 17–21.

10. Пат. RU 2399787 С1 Российская федерация, МПК F03В 15/08 (2006.01). Способ адаптивного управления скоростью вращения ротора поворот-но-лопастной гидротурбины / А. С. Гольцов, А. А. Силаев; заявитель и патентообладатель Волгоградский государственный технический уни-верситет. – № 2009100458/06; заявл. 11.01.09; опубл. 20.09.09, Бюл. № 26. – 8с.
11. Петухов, В.С. Простой регулятор на базе нечеткой логики. Создание и настройка: справочная информация // Хабр [сайт]. – Москва, 2006. Ре-жим доступа: <https://habr.com/post/413539/>
12. Принцип работы гидрогенераторов: техн. информация // Школа для электрика [сайт]. – Москва, 2008. Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/osnovy/626-princip-dejstvija-generatora.html>
13. Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы: научное издание / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутков-ский. – Москва: Горячая линия–Телеком, 2006. 452 с.
14. Секретарев, Ю.А. Исследование параметров эксплуатационной надеж-ности гидроагрегата с помощью теории нечетких множеств / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович // Научный вестник НГТУ, 2010. № 1(38). С. 145–158.
15. Секретарев, Ю.А. Основные принципы и модели превентивного управ-ления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович // Журнал Сибирского Федерального Университета. Серия «Технические науки», 2010. № 3. С. 322-334.
16. Справочная система SimInTech: техн. информация // SimInTech [сайт]. Режим доступа: http://help.simintech.ru/#o_simintech/o_simintech.html
17. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятель-ности. – Введ. 22.12.2009. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

- 18.Фортов, В.Е. Гидроэнергетика после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС / В.Е. Фортов, М.П. Федоров, В.В.Елистратов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование, 201. № 3. С. 17–27.
- 19.Fridman, E. Introduction to Time-Delay Systems: textbook / E. Fridman // Series «Systems and Control. Foundation and Applications». – Basel, Switzerland: Springer International Publishing, 2014. – 362 p.
- 20.Galván, S. Optimization methodology assessment for the inlet velocity profile of a hydraulic turbine draft tube: part I—computer optimization techniques / S. Galván, C. Rubio, J. Pacheco, C, Mendoza, M. Toledo // Journal of Global Optimimization, 2013. V. 55. С. 53–72.

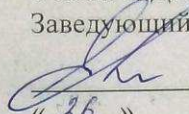
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт космических и информационных технологий

Кафедра «Системы автоматики, автоматизированное управление и проек-
тирование»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

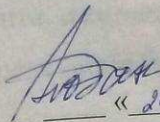
 С.В. Ченцов
« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

27.03.04 – Управление в технических системах


РАЗРАБОТКА СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ С ЗАПАЗДЫВАНИЕМ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИ- ОННОГО СОСТОЯНИЯ

Руководитель

 « 26 » 06 2020г.

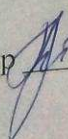
А.Ш. Любанова

Выпускник

 « 26 » 06 2020г.

М.А. Маторин

Нормоконтролер

 « 26 » 06 2020г.

Т.А. Грудинова

Красноярск 2020