

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
Саяно – Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме магистерской диссертации**

Студенту Речкову Антону Вадимовичу.

Группа ГЭ15–01М. Направление 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР А.Н. Сивцов, заместитель начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: 1) заводские расходные характеристики гидроагрегатов; 2) заводские и действительные эксплуатационных характеристики гидроагрегатов; 3) главная электрическая схема ГЭС; 4) данные по основному и вспомогательному оборудованию; 5) данные по устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики; 6) особенности работы Саяно-Шушенской ГЭС.

Перечень разделов ВКР: 1) Общие сведения о системах управления составом гидроагрегатов; 2) Оценка эффективности работы Системы РУСА; 3) Технические требования к Системе РУСА.

Перечень графического материала отсутствует.

Руководитель ВКР

  
подпись

А.Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

  
подпись

А.В. Речков  
инициалы, фамилия

«31» марта 2017 г.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Rechkov, A. V. The system of rational operating units mix at hydropower plant. Development of criteria according to performance specification followed by introduction at upper level of automated system control over technological processes at hydropower plant / A. V. Rechkov / Проспект Свободный-2016 : материалы науч. конф., посвященной Году образования в Содружестве Независимых Государств (15–25 апреля 2016 г.) [Электронный ресурс] / отв. ред. А.Н. Тамаровская. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. фе-дер. ун-т, 2016. – Систем. требования: РС не ниже класса PentiumI ; 128 Mb RAM ; Windows 98/XP/7 ; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана. // Техническое направление; «Системный анализ, управление и программная инженерия» // 89 с. – С. 4-5. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nosmu.sfu-kras.ru/digest2016/src/техническое/Системный%20анализ,%20управление%20и%20программная%20инженерия.pdf>\_
2. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов (РУСА). Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС / А. В. Речков / Альманах творческих работ учащихся. Выпуск IV. Под ред. проф. Ю.С.Мануйлова.- Нижний Новгород: Центр Научных инвестиций, 2016.-144 с.: ил. – С. 135-137\_
3. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС/ А. В. Речков / Материалы 54-й Международной научной студенческой конференции МНСК-2016: Энергетика /Новосиб. гос. техн. ун-т. Новосибирск, 2016. 61 с. – С. 32\_
4. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС / А. В. Речков / Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов IV Всероссийской науч.-практич. конф. / под. ред. В.В. Татарникова. - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2017. – 344 с. – С. 32-34\_

Речков А.В.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
Саяно – Шушенский филиал

## ОТЗЫВ

на магистерскую диссертацию Речкова Антона Вадимовича

Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС

Руководитель магистерской диссертации Сивцов Александр Николаевич,  
заместитель начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно –  
Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Магистерская диссертация выполнена в полном объёме в соответствии с выданным заданием.

Выпускная квалификационная работа оформлена аккуратно, соблюдены чёткость и последовательность изложения.

Следует отметить, что все принятые решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам ПАО «РусГидро».

В работе обосновано использование Системы РУСА на гидроэлектростанциях.

Работа актуальна и может быть использована для составления технических требований на Систему РУСА.

В процессе работы Речков А.В. показал глубокие теоретические знания, самостоятельность, творческий и инженерный подход.

За время обучения в магистратуре Речковым А.В. было опубликовано 4-е статьи по теме магистерской диссертации, так же работа была апробирована на 4-ёх конференциях и на 1-ом конкурсе студенческих проектов.

Магистерская диссертация заслуживает оценки – «Отлично», а автор Речков А.В. – присвоения квалификации «Магистр» по профилю 13.04.02.06 Гидроэлектростанции направления 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Руководитель ВКР



19.06.17

подпись, дата

А.Н. Сивцов

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
Саяно – Шушенский филиал

## РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию Речкова Антона Вадимовича

Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС

Рецензент магистерской диссертации Моргачев Юрий Васильевич, начальник Участка ВУ АСУ ТП СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно – Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Магистерская диссертация выполнена в полном объёме в соответствии с выданным заданием.

Работа оформлена качественно, соблюдены последовательность и обоснованность изложения.

В работе хорошо проработано предложение по интеграции Системы РУСА с верхним уровнем АСУ ТП ГЭС.

Замечанием к работе является то, что в ней не был приведён пример выбора состава и загрузки гидроагрегатов по методу динамического программирования.

Магистерская диссертация заслуживает оценки – «Отлично», а автор Речков А.В. – присвоения квалификации «Магистр» по профилю 13.04.02.06 Гидроэлектростанции направления 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Рецензент

19.06.17

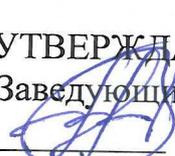
подпись, дата

Ю.В. Моргачев

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
Саяно – Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

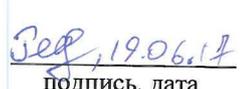
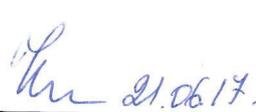
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
В.И. Татарников  
подпись инициалы, фамилия  
« 21 » 06 2017 г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

### СИСТЕМА РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГЭС. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ В РАМКАХ ЧАСТНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ С ВНЕДРЕНИЕМ В ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП ГЭС

13.04.02 — Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 — Гидроэлектростанции

Руководитель	 19.06.17 подпись, дата	Заместитель начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность, учёная степень	<u>А.Н. Сивцов</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 19.06.17 подпись, дата		<u>А.В. Речков</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 19.06.17 подпись, дата	Начальник Участка ВУ АСУ ТП СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность, учёная степень	<u>Ю.В. Моргачев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 21.06.17. подпись, дата		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

## АННОТАЦИЯ

В работе изучены системы технологического управления составом гидроагрегатов. Рассмотрена история становления, особенности, недостатки и преимущества каждой системы, а так же пути их дальнейшего развития.

Рассмотрено теоретическое описание (метод динамического программирования) определения состава и загрузки ГА для прохождения минимального расхода энергоносителя через гидроузел. Кратко рассмотрен оптовый рынок электрической энергии и мощности. Найдены среднемесячные цены на электроэнергию на ОРЭМ для ОЭС Сибири в период 2012-2016 гг. Обоснована необходимость выполнения водно-энергетического расчёта. Предложена оценка эффективности выбора состава ГА и их загрузки Системой РУСА и оперативным персоналом.

Для наглядности в работе предложена блок-схема алгоритма работы Системы РУСА. Так же предложена схема интеграции Системы РУСА с ВУ АСУ ТП ГЭС. Были предложены требования к функциям и необходимому объёму информации Системы РУСА для составления частного технического задания.

СИСТЕМА, РАЦИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ, ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС.

## АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме магистерской диссертации по теме «Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС» содержит 55 страниц основного текста, 8 рисунков, 3 таблицы, 10 формул, список использованных источников из 34 наименований.

**Проблема:** Система РУСА индивидуальна для каждой станции и нет типового ПТК РУСА. Необходимо написание технического задания, для её внедрения, для каждой станции. Так же практически нет опыта эксплуатации данной системы.

**Актуальность:** критерии для частного технического задания на Систему РУСА написаны к конкретной станции – Филиалу ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного».

**Объект исследования:** Филиал ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного».

**Предмет исследования:** верхний уровень автоматизированной системы управления технологическими процессами.

**Цель работы:** анализ и предложение дополнительных критериев выбора состава и загрузки ГА Системой РУСА для использования её на ГЭС.

### **Задачи:**

- изучить действующую нормативно-техническую документацию по АСУ ТП ГЭС и Системе РУСА;
- изучить и проанализировать существующие системы управления составом агрегатов ГЭС;
- произвести оценку эффективности работы Системы РУСА;
- разработать требования к функциям и необходимому объёму информации для Системы РУСА;
- предложить вариант интеграции Системы РУСА с ВУ АСУ ТП.

**Методы исследования:** анализ, синтез, классификация, обобщение, системный подход, структурно-функциональный метод, формализация, сравнение.

**Научная новизна:**

- использование уточнённых заводских расходных и эксплуатационных характеристик гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС после натуральных испытаний;
- предложены дополнительные критерии, участвующие при выборе состава и загрузки ГА.

**Личный вклад:**

- выполнена сравнительная оценка систем управления составов агрегатов;
- предложены решения, улучшающие работу Системы РУСА;
- предложен вариант интеграции Системы РУСА с ВУ АСУ ТП.

**Практическая ценность:**

- результаты работы могут быть использованы при создании Системы РУСА на действующих ГЭС.

**Апробация работы:** основные положения и результаты магистерской диссертации докладывались и обсуждались на:

- Международной научной студенческой конференции МНСК, г. Новосибирск, 2016 год;
- Международной научно-практической конференции «Перспектив свободный», г. Красноярск, 2016 год;
- VIII Всероссийском конкурсе студенческих проектов «ЭНЕРГИЯ РАЗВИТИЯ», г. Москва, 2017 год;
- Международной научно-практической конференции «Перспектив свободный», г. Абакан, 2017 год;
- IV Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке», г. Саяногорск, рп. Черёмушки, 2017 год.

**Публикации:** по результатам работы опубликовано 4 статьи.

**Структура работы:** работа состоит из аннотации, автореферата, содержания, введения, трёх глав, заключения, списка сокращений, списка использованных источников.

## СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация .....	2
Автореферат .....	3
Введение .....	7
1 Общие сведения о системах управления составом гидроагрегатов.....	8
1.1 Автооператор.....	8
1.2 Система рационального управления составом агрегатов .....	10
1.2.1 Практика применения Системы РУСА .....	11
1.2.2 Перечень ключевых преимуществ и недостатков системы РУСА ...	13
1.3 Система интеллектуальной поддержки принятия решений .....	13
1.3.1 Принципы реализации ситуационного подхода в подсистеме интеллектуальной поддержки принятия решений .....	14
1.3.2 Структура ИНПОР и её взаимодействие с системой РУСА .....	16
2 Оценка эффективности работы Системы РУСА.....	24
2.1 Метод динамического программирования .....	24
2.2 Оптовый рынок электрической энергии и мощности .....	28
2.2.1 Стоимость электрической энергии на ОРЭМ в ОЭС Сибири .....	30
2.3 Обоснование необходимости водно-энергетического расчёта .....	31
2.3.1 Варианты водно-энергетических расчётов режима работы ГЭС .....	32
2.4 Методология оценки эффективности работы Системы РУСА .....	33
3 Технические требования к Системе РУСА.....	35
3.1 Блок-схема алгоритма работы Системы РУСА .....	35
3.2 Интеграция Системы РУСА с верхним уровнем АСУ ТП.....	36
3.3 Требования к функциям и необходимому объёму информации для Системы РУСА .....	39
3.3.1 Выявленные в ходе эксплуатации ограничения и их учёт Системой РУСА .....	44
Заключение.....	47
Список сокращений.....	48
Список использованных источников .....	51

## ВВЕДЕНИЕ

В Единой энергетической системе России гидроэлектростанции выполняют значимую роль. Так как гидроагрегаты ГЭС высокоманевренные, то они могут работать и в пиковые часы графика нагрузки. Поэтому ГЭС имеют возможность предоставлять резерв мощности и реагировать на неожиданную перемену мощности. Всё это увеличивает надёжность ЕЭС России.

Работа ГЭС в верхней части графика нагрузки сопровождается неоднократным изменением обстановки на станции и, соответственно, непрерывной подстройкой режима к этим изменениям. Поиск оптимального режима ГЭС связан с учетом немалого числа условий, например, эксплуатационная надёжность, ВХК, требования ЕЭС России. Представленные условия существенно затрудняют нахождение оптимального режима, а от качества этого режима зависит эффективность работы ГЭС.

Разнообразные методы в управлении ГА и режимами ГЭС представлены в работах Ю.А. Секретарева, Т.А. Филипповой, А.А. Жданович, С.В. Митрофанова, В.И. Обрезкова. Изучение в сфере улучшения систем управления ГА и режимами ГЭС идут и по сей день.

В данный момент одна из значимых задач в управлении режимом ГЭС – выбор оптимального числа, состава, загрузки ГА, для обеспечения минимального расхода энергоносителя через ГЭС.

Такая задача, в частности, решается с помощью системы рационального управления составом агрегатов ГЭС.

# 1 Общие сведения о системах управления составом гидроагрегатов

## 1.1 Автооператор

Идея создания автоматической системы управления числом работающих на ГЭС агрегатов возникла ещё в конце 30-х годов 20-го века на Харьковском электромеханическом заводе [23, с. 23].

Первым практическим решением задачи управления составом и загруженностью агрегатов было устройство под названием автооператор [8, с. 32].

Основные задачи АО формировались следующим образом [23, с. 24]:

- число агрегатов должно соответствовать наименьшему расходу воды при заданной активной мощности ГЭС с учетом линий ограничений по турбине и генератору. При снижении мощности ГЭС «лишние» агрегаты должны немедленно останавливаться;
- включение и отключение гидроагрегатов как в генераторном режиме, так и режиме синхронного компенсатора должно производиться при условии поддержания заданного уровня напряжения на шинах станции;
- при аварийном отключении одного из работающих агрегатов АО должен немедленно послать импульс на пуск одного или нескольких агрегатов;
- порядок включения или отключения агрегатов устанавливается дежурным персоналом станции и может быть любым;
- выходные цепи АО должны использоваться для телеуправления числом работающих агрегатов и для посылки команды частотного пуска;
- автооператор должен вносить поправки в работу систем ГРАМ и ГРНРМ в зависимости от количества агрегатов;
- автооператор должен обеспечивать заданную величину вращающего резерва;
- автооператор должен поддерживать минимальное заданное число агрегатов;

- в АО должна быть предусмотрена отстройка от частых пусков и остановок агрегатов.

В работу АО закладывались следующие допущения [23, с. 24]:

- все гидроагрегаты имеют одинаковые энергетические характеристики;
- распределение активной мощности между работающими машинами осуществляется поровну;

- реактивная нагрузка распределяется между агрегатами, работающими как в генераторном режиме, так и в режиме синхронного компенсатора поровну, на основе статического уравнивания по току или напряжению ротора.

Автооператор был достойным средством реализации управления режимами ГЭС для своего времени [8, с. 32].

Опыт эксплуатации АО на различных ГЭС выявил существенные недостатки в их работе. Один из них был связан со сложностью реализации автооператором перечисленных выше функций на базе существующих автоматических устройств. Другой определялся жестко заложенными в АО алгоритмами, что не позволяло гибко изменять программы его действий в соответствии с изменениями ситуаций на самой ГЭС и в энергосистеме, а именно [23, с. 24]:

- отсутствие учета индивидуальности энергетических характеристик гидроагрегатов, различие которых в КПД достигает величины 0,5...1,5 %. Поэтому наряду с задачей выбора оптимального числа агрегатов должна также решаться и задача выбора оптимального числа агрегатов и задача выбора оптимального состава, которая в АО не была предусмотрена;

- отсутствие возможности гибкого учёта текущего состояния гидроагрегатов. Изменение эксплуатационного состояния гидроагрегатов (температурного, электрического, вибрационного и др.) существенно влияет на число, состав агрегатов и их загрузку. На большинстве крупных гидростанций существует также и зоны нежелательной (а иногда и недопустимой) работы гидротурбины по условиям кавитации;

- отсутствие адекватного реагирования по каналам плановой и неплановой мощности ГЭС. При работе по заданному ЭЭС графику нагрузки задача внутростанционной оптимизации может быть решена в полном объёме с учетом фактора заблаговременности за счёт наличия временного ресурса.

Для устранения указанных недостатков требовался новый подход. Проведённые исследования по данному вопросу привели к созданию подсистемы рационального управления составом агрегатов [8, с. 33].

## **1.2 Система рационального управления составом агрегатов**

Система РУСА предназначена для решения задачи определения состава работающих агрегатов в соответствии с заданными значениями нагрузки и резерва по активной мощности, обеспечивающим при заданных ограничениях наибольшую эффективность работы ГЭС в заданном интервале времени [17, с. 20].

Система РУСА – составная часть Автоматизированной системы управления технологическими процессам верхнего уровня гидроэлектростанции, которой соответствует свой программно-технический комплекс.

Система РУСА корректно работает при нормальных режимах работы ГЭС.

Система РУСА имеет критерии оптимальности:

- коэффициент полезного действия гидроузла  $\rightarrow \max$ ;
- расход энергоносителя через гидроузел  $\rightarrow \min$ ;
- суммарные потери активной мощности  $\rightarrow \min$ ;
- суммарные потери расхода энергоносителя через гидроузел  $\rightarrow \min$ .

Система РУСА решает три основных задачи:

- выбор оптимального числа гидроагрегатов на станции;
- выбор оптимального состава рабочего оборудования;
- оптимальное распределение нагрузки между работающими ГА.

Все эти задачи относятся к классу нелинейной оптимизации, так как энергетические характеристики гидроагрегатов обладают значительной нелинейностью. Кроме того, оптимизация состава агрегатов является задачей целочисленного программирования [23, с. 25].

Система РУСА, из-за множества входящих данных для расчётов, может дополнительно решить задачу в оценке экономической эффективности ГЭС, на основе расчетных параметров.

### **1.2.1 Практика применения Системы РУСА**

В конце декабря 2014 года специалисты фирмы ООО «Ракурс-инжиниринга», г. Санкт-Петербург, провели пуско-наладочные работы и ввели в опытную эксплуатацию подсистему рационального управления составом агрегатов на Братской ГЭС [15]. Предварительно можно сказать, что только за счёт перераспределения задания по мощности между Братской ГЭС и Усть-Илимской ГЭС итоговый КПД каскада улучшится на 0,5-1 % (чистый выигрыш – до 70 МВт). Кроме того, подсистема РУСА обеспечит передачу части регулирующих функций на Усть-Илимскую ГЭС, снимая тем самым с Братской ГЭС долю этой нагрузки, и позволит выравнивать расходование моторесурсов ГА для более рационального использования их в течение всего периода эксплуатации [33, с. 87].

На Саяно-Шушенской ГЭС, попытки ввести систему РУСА были предприняты специалистами Новосибирского электротехнического института, ныне Новосибирский государственный технический университет, ещё в 80-е годы прошлого века. Уже тогда тема о рациональном управлении составом агрегатов была актуальна. Были проведены испытания, тесты, составлен подробный отчёт. Однако Система РУСА не была введена из-за несовершенства программно-технических средств того времени, которые не позволяли обрабатывать большой объём данных в реальном времени с использованием сложных алгоритмов и схем, и поэтому внедрение системы остановилось. В

настоящее время на Саяно-Шушенской ГЭС фирмой ПАО «Силовые машины», г. Санкт-Петербург, ведутся работы по внедрению Системы РУСА с использованием современных микропроцессорных программно-технических комплексов. Необходимо отметить целесообразность использования опыта создания Системы РУСА специалистами НЭТИ, при этом следует принять во внимание недостатки системы и проблемы, с которыми они столкнулись, а также учесть при создании Системы РУСА новые технические требования и системные подходы.

Разработка Системы РУСА так же происходила на Красноярской, Воткинской и Вилюйской гидроэлектростанциях [23, с. 26].

На сайте Центра электронных торгов (<https://www.b2b-center.ru/>) 30.12.2014 был размещён конкурс (тендер) № 43728 на Разработку технико-экономического обоснования внедрения системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций (Лот № 1-ТПиР-ПИР-2015-Центр) и 27.04.2016 был размещён конкурс (тендер) № 49158 на Открытый одноэтапный конкурс в электронной форме на право заключения договора на выполнение работ по лоту: «Разработка технико-экономического обоснования внедрения системы рационального управления составом гидроагрегатов (РУСА)» для нужд ПАО «РусГидро» (Лот №1-ТПиР-ПИР-2016-ЦЕНТР) [5, 6]. Заказчиком являлось Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» (ПАО «РусГидро»). Разработка технико-экономического обоснования внедрения системы РУСА должна быть произведена для следующих филиалов ПАО «РусГидро»: Волжская ГЭС, Воткинская ГЭС, Жигулевская ГЭС, Каскад Верхневолжских ГЭС, Нижегородская ГЭС, Саратовская ГЭС, Чебоксарская ГЭС, Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС, Новосибирская ГЭС. Тот факт, что ПАО «РусГидро» решило произвести технико-экономическое обоснование внедрения Системы РУСА для десяти филиалов из восемнадцати, говорит о том, что действия компании направлены на применение высоких технологий, которые, к тому же, снижают расход

энергоносителя и увеличивают КПД станции, что даёт дополнительную прибыль.

### **1.2.2 Перечень ключевых преимуществ и недостатков системы РУСА**

Преимущества использования системы РУСА на ГЭС:

- учёт индивидуальных характеристик и технологических ограничений при распределении нагрузки, расчет заданий мощности для каждого агрегата;
- расчёт рационального состава и распределения задания между агрегатами со скоростью задатчика внеплановой мощности;
- поддержка заданных среднесуточных и недельных водотоков;
- обеспечение, при заданных ограничениях, наибольшей экономичности работы ГЭС в определенном интервале времени;
- значительные информационные и алгоритмические связи с системами ГРАМ и ГРНРМ;
- учёт ограничения по надежности схемы собственных нужд;
- учёт недопустимости какой-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа.

Недостатки системы РУСА:

- система с множеством входящих переменных – невозможность просчитать все сочетания переменных;
- отсутствие опыта эксплуатации;
- необходимость разрабатывать систему индивидуально, к определенной ГЭС;
- использование в автоматизированном режиме (режим «советчика»).

### **1.3 Система интеллектуальной поддержки принятия решений**

Система Интеллектуальной поддержки принятия решений является, по сути своей, системой поддержки принятия решений [8, с. 41].

СППР – это интерактивные автоматизированные системы, помогающие лицу, принимающему решения, использовать данные и модели слабоструктурированных задач [8, с. 42].

Цель СППР заключается не в автоматизации процесса принятия решения, а в осуществлении кооперации, взаимодействия между системой и человеком в процессе принятия решений [8, с. 42].

Таким образом, назначение ИНПОР в контуре оперативного управления – обеспечивать информационную и математическую поддержку решениям, принимаемым оперативным персоналом станции, а не заменять его полностью на автоматические системы регулирования режима [8, с. 42].

Данная система должна иметь возможность адаптироваться к изменению вычислительных моделей, общаться с пользователем на специфическом для управляемой области языке (в идеале на естественном) и представлять результаты в такой форме, которая способствовала бы более глубокому пониманию результатов [8, с. 42].

Выполнение данных требований может быть достигнуто на основе принципов ситуационного подхода [8, с. 42].

### **1.3.1 Принципы реализации ситуационного подхода в подсистеме интеллектуальной поддержки принятия решений**

Ситуационный подход к управлению предоставляет в настоящее время исследователям возможности не только для описания самих процессов такого управления, но и решения ряда трудноразрешимых проблем, с которыми они сталкивались ранее [8, с. 42].

Имеется возможность описать процесс управления при изменении текущей ситуации на станции путем выбора состава работающего оборудования. Таким образом, осуществляется постоянная адаптация к новым изменениям режима на гидроэлектростанции [8, с. 42].

Задача управления составом гидроагрегатов является слабоструктурированной и многокритериальной, что требует учета нескольких критериев для адекватной оценки ситуации [8, с. 42].

В связи с этим, управление гидроагрегатами осуществляется на основе как минимум двух критериев режима работы гидроагрегатов ГЭС. Критерия экономичности режима работы гидроагрегатов и эксплуатационной надежности гидроагрегатов [8, с. 43].

Данные критерии являются наиболее приоритетными в процессе оперативного управления составом гидроагрегатов, по мнению оперативного персонала станции, и заслуживают наибольшего внимания. Поскольку не учет их фактического состояния может привести к серьёзным авариям с одной стороны и значительных потерям вследствие неэффективной работы гидроагрегатов с другой [8, с. 43].

При этом учитывается, что выбор решения производится ЛПР в условиях неопределенности и расплывчатости информации о режиме работы ГЭС [8, с. 43].

Процесс ситуационного управления составом агрегатов на станции, как и многие задачи в контуре оперативного управления, является двойственным. Точка двойственности процесса управления определяется способом его реализации, а именно [23, с. 30]:

1. Процесс регулирования осуществляется с помощью режимной и технологической автоматики станции, в частности, подсистемой рационального управления составом агрегатов.

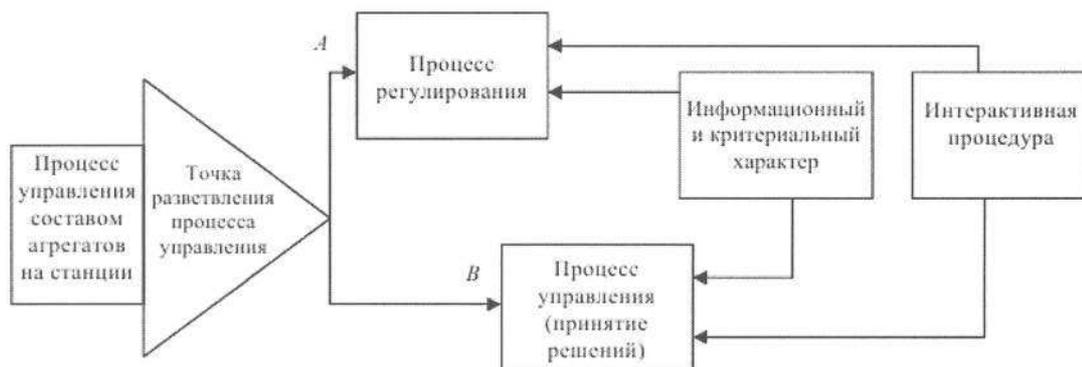
2. Процесс управления (принятия решения) осуществляется ЛПР с использованием возможностей подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений.

Стадии вышеназванных процессов управления и их характеристики показаны на рисунок 1.1 [8, с. 44; 23, с. 31].

Введение системы ИНПОР в контур оперативного управления не является альтернативой существующей системы РУСА. Она дополняет систему и

выступает в роли «Советчика» для оперативного персонала станции в решении слабоструктурированных задач, которые не могут быть решены в контуре автоматического регулирования [8, с. 48].

На основе полученного описания процесса управления могут быть разработаны модели и оптимизационные алгоритмы, необходимые для поддержки принятия решений в рамках управления режимом станции [8, с. 45].



Характеристика стадий процесса управления

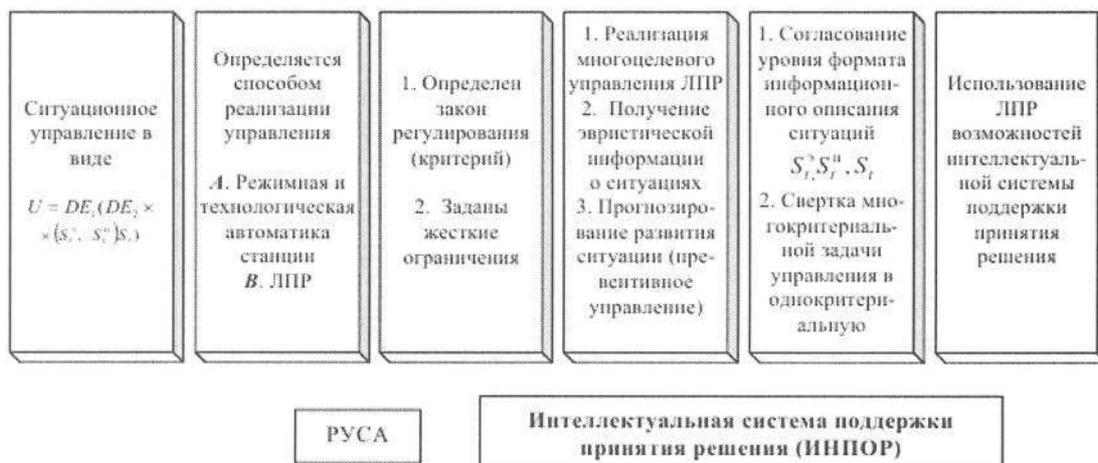


Рисунок 1.1 – Ситуационное управление составом агрегатов на станции

### 1.3.2 Структура ИНПОР и её взаимодействие с системой РУСА

Цель подсистемы ИНПОР – не занять место подсистемы РУСА в управлении составом гидроагрегатов станции. Истинная цель данной подсистемы - расширить возможности управления подсистемы РУСА в тех ситуациях, когда управление на основе лишь одного критерия невозможно, либо

не соответствует принципам рационального управления с точки зрения оперативного персонала станции [8, с. 153].

Реализация в подсистеме ИНПОР моделей и методов оптимизации даёт широкий спектр возможностей поиска решений по управлению составом гидроагрегатов, что существенно увеличивает адаптационные свойства подсистемы РУСА [8, с. 153].

Рассмотрим основные принципы реализации подсистемы ИНПОР [8, с. 153].

Структурная схема подсистемы изображена на рисунке 1.2.

Вся система разделена на модули, каждый из которых выполняет определённый вид операций [8, с. 153].

Все модули можно разделить на две категории [8, с. 153]:

- Модули, работающие в режиме реального времени (модули 1-12);
- Модули, запускающиеся периодически, либо по требованию оператора (модули 13-15).

Данные модули имеют связи с информационной системой АСУ ТП станции не как по входной, так и по выходной информации. Однако, чтобы не перегружать представленную схему, эти обратные связи не показаны [8, с. 153].

Как уже указывалось, главная задача ИНПОР – обеспечивать поддержку оперативному персоналу в принятии решений по управлению агрегатами ГЭС в рамках контура оперативного управления в случаях отклонения режима работы станции от запланированного [8, с. 153].

Для превентивной реакции на изменения графика нагрузки энергосистемы в подсистеме ИНПОР реализован модуль экспресс-прогноза числа агрегатов, необходимых для выработки требуемой мощности (модуль 1) [8, с. 154].

Расчет производится на 30 минутном интервале времени с учётом предыстории значений мощности, полученных в этот аналогичный день недели ранее. 30-минутные значения активной и реактивной мощности используются для определения прогнозного значения числа агрегатов ( $Z_{пр}$ ), а затем запоминаются как предыстория определённого дня недели. Впоследствии

прогноз числа гидроагрегатов производится, опираясь на предысторию определённого дня недели [8, с. 154].

Аналогично производится и сбор данных режимных параметров эксплуатационной надёжности и экономичности, для дальнейшего прогноза ухудшения состояния гидроагрегатов и проточного тракта [8, с. 154].

Полученный прогноз числа агрегатов ( $Z_{пр}$ ) сравнивается с суточным графиком нагрузки станции, полученным на этапе краткосрочного планирования и поступает к ЛППР, который вправе согласиться с ним ( $Z_{пр} = Z_{лпр}$ ) или принять собственное решение, относительно числа работающих на станции гидроагрегатов ( $Z_{пр} <> Z_{лпр}$ ) [8, с. 154].

Полученное от ЛППР значение числа агрегатов передаётся в модули 10 и 11, в которых формируется наиболее оптимальный состав (А) гидроагрегатов на станции на основе критериев эксплуатационной надёжности и экономичности [8, с. 154].

Оценка эксплуатационной надёжности гидроагрегатов осуществляется на основе большого количества параметров и все эти параметры имеют различную степень важности. В модуле 13 хранится информация по базовым оценкам параметров эксплуатационной надёжности, полученная на основе карт уставок релейной защиты и автоматики. Запуск модуля 13 осуществляется при первичной настройке системы, либо при внесении корректив в настройки систем автоматического контроля [8, с. 154].

Если расчет базовых оценок параметров эксплуатационного состояния с помощью модуля 13 невозможен, в связи с отсутствием точных значений предупредительной и аварийной уставки, то «вес» данного параметра или, говоря другими словами, величина возможности его превосходства над другими параметрами может быть получена на основе экспертной оценки с помощью модуля 15 [8, с. 155].

Цель модуля 2 – пересчёт значений параметров эксплуатационной надёжности в значения функций принадлежности к цели управления (номинальным значениям параметров). Расчет текущих значений производится

в режиме реального времени на основе различных моделей для различных типов нечетких интервалов [8, с. 155].

Модули 3 и 4 рассчитывают результирующие оценки параметров эксплуатационной надежности. Результирующие оценки параметров гидроагрегата и проточного тракта рассматриваются отдельно, так как эти группы параметров имеют различную физическую природу, а также различные временные интервалы изменения параметров [8, с. 155].

Эксплуатационное состояние гидроагрегата оказывает влияние на его энергетические характеристики, в связи с этим в систему введен блок расчета поправок (модуль 12) в характеристики оптимальных приростов гидроагрегатов, что влияет на экономичность ГА и распределение нагрузки между ними [8, с. 155].

Модули 5 и 6 формируют обобщенные оценки гидроагрегата и проточного тракта. Обобщенные оценки объединяются в модуле 7. Итоговая оценка  $Lvk$  будет характеризовать эксплуатационную надежность гидроагрегата [8, с. 155].

Расчёт энергетических характеристик в реальном времени производится на основе двухпараметрической модели. Используя текущие значения мощности  $Na$ , расхода воды  $Qa$  и напора  $H$ , на каждом гидроагрегате, формируют базу данных для определения в модуле 8 фактических КПД агрегатов  $\eta_a(k)$ , которые затем пересчитывают в модуле 9, в оценки вида  $Luk$ . Данные оценки необходимы для формирования альтернативных решений [8, с. 155-156].

На основании оценок  $Luk$  и  $Lvk$ , а также используя набор свёрток  $h(j)$ , полученных в результате идентификации целей у ЛПР с помощью модуля 14, в блоках 10 и 11 формируются альтернативные решения. Данные решения можно разделить на две группы: решения по отключению работающих агрегатов  $Oa(j)$  или включению в работу агрегатов из числа резервных  $Va(j)$  [8, с. 156].

Если  $Zлпр$  больше фактического числа работающих на станции агрегатов ( $Zt$ ), то ЛПР выбирает одно из решений вида  $Oa(j)$  [8, с. 156].

Если  $Zлпр < Zt$ , то управление Алпр формируется из  $Va(j)$  [8, с. 156].

При выполнении условия  $Z_{лпр} = Z_t$  ЛПР может выбрать одно из нескольких решений [8, с. 156]:

- оставить режим работы станции неизменным;
- отреагировать на ухудшение эксплуатационного состояния одного(нескольких) работающих агрегатов и заменить его (их) на резервные;
- перевести один или несколько гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора;
- перевести гидроагрегат на индивидуальное управление.

Перечень возможных реакций ЛПР на данную ситуацию может быть продолжен, но в любом случае приоритет в принятии решения остается за ним [8, с. 156].

Полученное от ЛПР решение в качестве управления Алпр поступает в подсистему РУСА для его реализации [8, с. 156].

Для того чтобы выделить основные связи между блоками медленной коррекции состава (РУСА1) и оптимизации работающего состава (РУСА4) подсистемы РУСА и основными блоками системы ИНПОР. Рассмотрим структурно-алгоритмические схемы данных элементов, представленные на рисунке 1.3 и рисунке 1.4 [8, с. 156].

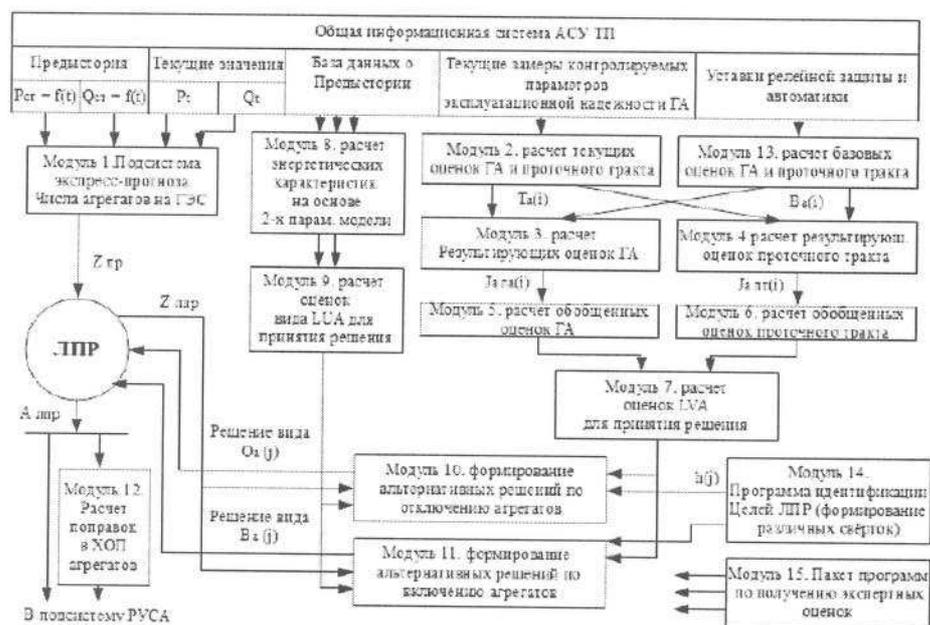


Рисунок 1.2 – Структурная схема подсистемы ИНПОР

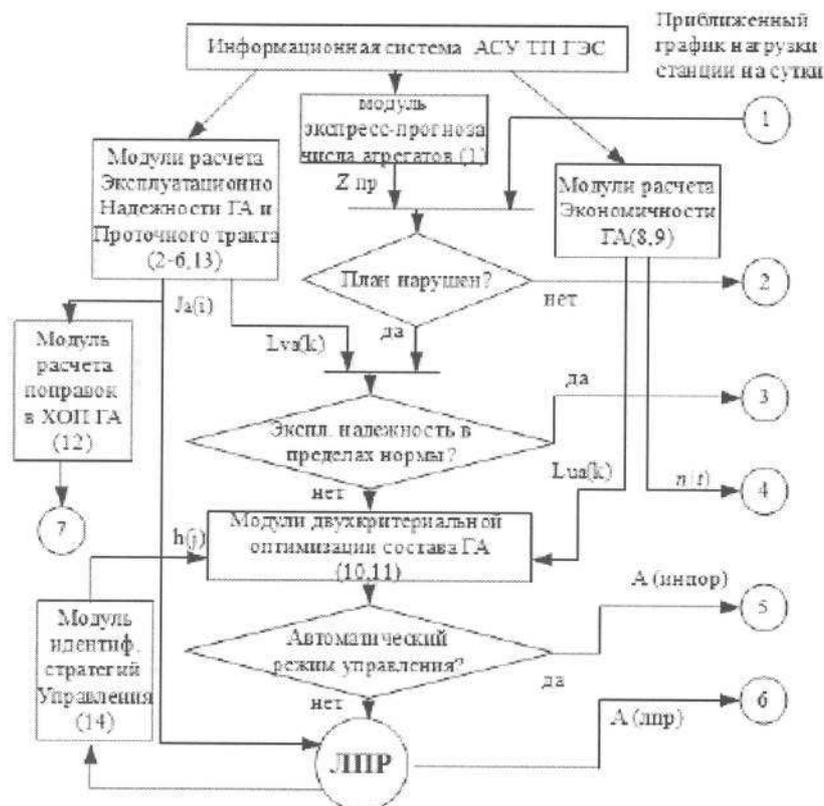


Рисунок 1.3 – Структурно-алгоритмическая схема подсистемы ИНПОР

Во взаимодействии подсистем можно выделить 7 основных каналов связей [8, с. 158].

По каналу 1 из модуля РУСА 1 в подсистему ИНПОР передаются значения приближенного суточного графика нагрузки для дальнейшего сравнения с прогнозными значениями мощности и числа агрегатов, полученными в модуле экспресс-прогноза числа агрегатов [8, с. 158].

В случае, если план не нарушен, то управление осуществляется сигнал по каналу 2 передаётся в модуль РУСА1 и управление продолжает осуществляться по заданному сценарию [8, с. 158].

Если же прогнозное значение отличается от запланированного и возникает необходимость в изменении состава агрегатов, то на основе данных системы ИНПОР производится выбор метода поиска нового состава [8, с. 158].

При условии, что эксплуатационная надежность всех гидроагрегатов находится в пределах нормальных значений, то выбор производится только на

основе критерия экономичности ГА с помощью методов направленного перебора вариантов, ветвей и границ или динамического программирования. В этом случае сигнал передается по каналу 3 и активирует блок однокритериальной оптимизации подсистемы РУСА1. В этом случае новые значения КПД гидроагрегатов станции передаются по каналу 4 для поиска новых вариантов состава гидроагрегатов на ГЭС. Если эксплуатационная надежность хотя бы одного гидроагрегата выходит за пределы нормы, то оптимизация производится на основе двух критериев с учётом стратегии управления на станции, определяющей приоритетность этих критериев по отношению друг к другу [8, с. 158-159].

После того, как система выбрала новый состав гидроагрегатов, она передаёт полученные варианты ЛПР, который может согласиться с ними или принять свое личное решение. Решение ЛПР по каналу 6 передается в блок «контроль обработки задаваемого состава», где проверяется его корректность и соответствие накладываемым ограничениям [8, с. 159].

Основная цель системы ИНПОР, как уже не раз говорилось выше, работа в режиме «советчика», однако подсистема может быть переведена и на автоматический режим управления. В таком случае рассчитанный состав гидроагрегатов может сразу передаваться в блок «контроль обработки задаваемого состава» по каналу 5 минуя ЛПР [8, с. 159].

Как уже было указано ранее, эксплуатационное состояние параметров гидроагрегата, оказывает влияние на энергетические характеристики, что приводит к необходимости производить расчёт поправок. Полученные значения передаются по каналу 7 в блок РУСА 4, после чего поступают в ГРАМ [8, с. 159].

Таким образом, взаимодействие подсистем РУСА и ИНПОР позволяет компенсировать недостатки каждой из подсистем и значительно повысить возможности управления составом гидроагрегатов ГЭС [8, с. 159].

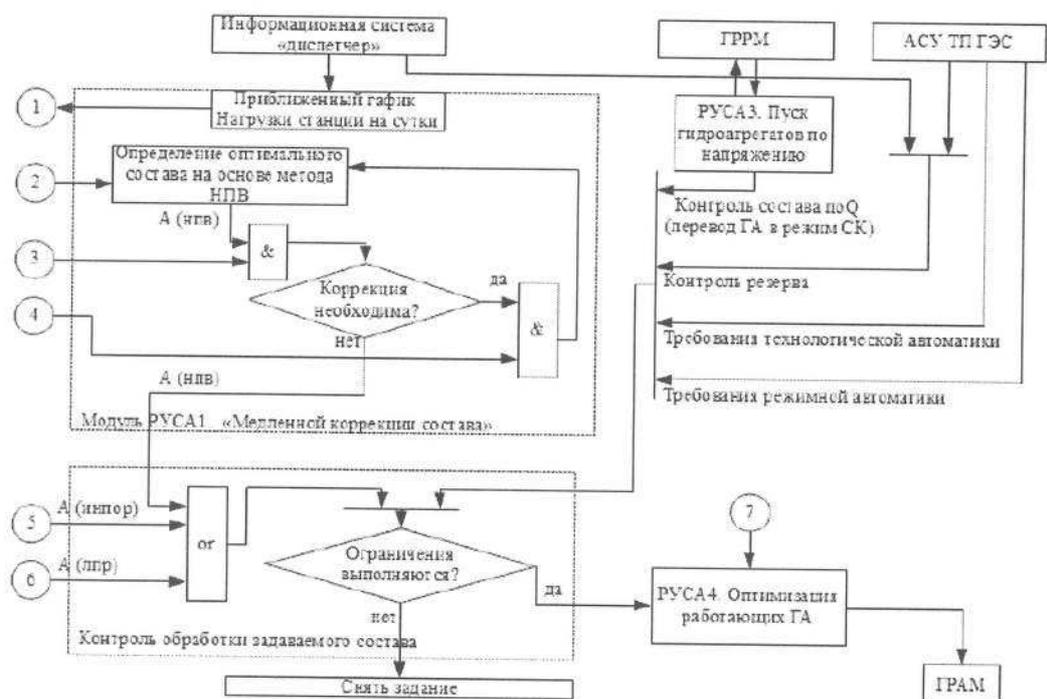


Рисунок 1.4 – Структурно-алгоритмическая схема блоков оптимизации состава гидроагрегатов подсистемы РУСА

Подсистемы РУСА и ИНПОР осуществляют выбор различного состава ГА в условиях, когда эксплуатационное состояние гидроагрегатов выходит за пределы нормальных значений [8, с. 152].

Совместное применение обеих подсистем в различных режимах работы станции позволяет значительно расширить возможности управления гидроагрегатами [8, с. 152].

## **2 Оценка эффективности работы Системы РУСА**

Рассчитаем экономический эффект от внедрения Системы РУСА и количество экономии энергоносителя при одинаковой выдаваемой мощности.

Для этого необходимо:

- изучить теорию, по которой производится расчёт состава ГА;
- рассмотреть зависимость цены электрической энергии на ОРЭМ от месяца, в течении 5 лет для того, чтоб сэкономить воду использовать в месяцы с максимальной ценой;
- произвести водно-энергетический расчёт;
- произвести оценку эффективности работы Системы РУСА.

### **2.1 Метод динамического программирования**

Метод динамического программирования позволяет решать одновременно задачу выбора оптимального состава гидроагрегатов станции и распределения нагрузки между ними. Применяется в случае, когда требуется очень точная характеристика станции, однако требует довольно большого объема вычислений и наличие точных рабочих характеристик гидроагрегатов [8, с. 66].

Однако порой требуется разделение задачи выбора состава агрегатов и распределения нагрузки, так как часто на ГЭС нагрузка может быть распределена и без введения дополнительного агрегата в работу [8, с. 66].

В этом случае могут быть применены методы ветвей и границ, а также метод направленного перебора вариантов [8, с. 66]:

- метод направленного перебора вариантов, обладает наибольшим быстродействием. Данный метод наиболее приспособлен для учета различного рода стационарных ограничений.

- метод ветвей и границ, дающий достаточно точные результаты, можно использовать при небольшом количестве агрегатов на ГЭС.

Методы однокритериальной оптимизации могут быть использованы в ситуациях, когда эксплуатационное состояние гидроагрегатов в пределах нормы и не выходит за границы нормальных параметров. Однако нарушение эксплуатационного состояния хотя бы одного гидроагрегата на станции требует рассмотрения задачи оптимизации как двухкритериальной и использования методов поиска компромисса между имеющимися критериями [8, с. 77].

В дальнейшем рассмотрим именно метод динамического программирования, так как именно этим методом, в научной литературе, по тематике внутростанционной оптимизации, предлагается решать задачу внутростанционной оптимизации по одному критерию.

Для решения задачи выбора состава агрегатов и распределения нагрузки между ними с учётом различных форм энергетических характеристик агрегатов используем метод динамического программирования [8, с. 63].

Метод динамического программирования – это один из наиболее мощных и широко известных математических методов современной теории управления [8, с. 63].

Математическая постановка задачи имеет следующий вид. Задаются: располагаемое множество агрегатов  $K \in M$ , где  $M$  - общее множество агрегатов; расходные характеристики агрегатов, все ограничения по составу и режима агрегатов, которые задаются поитервально для постоянной мощности ГЭС; дискретный равномерный ряд мощностей ГЭС  $N_j = N_1, N_2 \dots N_m$ . Для каждой мощности  $N_j$  требуется найти число, состав и нагрузки агрегатов по условию [8, с. 63]

$$Q_j = \sum_i Q_i(N_i) = \min. \quad (2.1)$$

Требуется определить характеристику [8, с. 64]

$$Q_j = Q_i(N_j(N_i, Z, A)H_j). \quad (2.2)$$

Принцип оптимальности динамического программирования формулируется так: любая часть оптимального плана также есть оптимальный план [8, с. 64].

Многошаговый процесс оптимизации позволяет для известного числа агрегатов найти их оптимальный состав и нагрузки по критерию  $Q_j = \min$  [8, с. 64].

Сначала для  $Z = 1$  находится оптимальная характеристика станции, назовём её эквивалентной и обозначим  $\varphi_{Z=1}^3$ ; затем для  $Z = 2$  находится оптимальная характеристика  $\varphi_{Z=2}^3$ , но один из агрегатов представляется характеристикой  $\varphi_{Z=1}^3$ , а второй выбирается из работающих агрегатов. На следующем шаге строится характеристика  $\varphi_{Z=3}^3$  для  $Z = 3$ , но при этом один агрегат представляется характеристикой  $\varphi_{Z=2}^3$ , а второй может быть любым из тех, которые не вошли в характеристики,  $\varphi_{Z=1}^3$ ,  $\varphi_{Z=2}^3$  и т.д. Сравнение всех характеристик позволяет определить оптимальный режим станции [8, с. 64].

В общем случае для  $i$ - шагового процесса оптимизации состава и режима агрегатов основное функциональное уравнение динамического программирования имеет вид рекуррентного соотношения [8, с. 64]:

$$Q_i^3(N_i^3) = \min(Q_i(N_i) + Q_{i-1}^3(N_{i-1}^3)), \quad (2.3)$$

где  $Q_i^3$  – расход эквивалентной характеристики  $i$ -го шага оптимизации для мощности ГЭС  $N_i^3$ ;

$Q_{i-1}^3$  - расход эквивалентной характеристики  $(i - 1)$ -го шага оптимизации для мощности станции  $N_{i-1}^3$ .

Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение, которое при заданном составе агрегатов и заданной мощности ГЭС имеет одну переменную  $N_i$ , можно записать в виде [8, с. 64]

$$Q_i^3(N_i^3) = \min \left( Q_i(N_i) + Q_{i-1}^3(N_j - N_i) \right). \quad (2.4)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одно переменного [8, с. 64].

Алгоритм оптимизации состава и режима агрегатов по рекуррентному соотношению Р. Беллмана. Процедура расчетов заключается в последовательном построении эквивалентных характеристик для заданной очередности агрегатов  $i = 1, 2, 3 \dots n$  [8, с. 65].

Характеристика первого шага оптимизации вначале задается как характеристика одного из агрегатов, например  $i = 1$ . В дальнейшем она будет исправлена на оптимальную. На втором шаге требуется построить эквивалентную характеристику двух агрегатов и для этого рассматривается сочетание первого и следующего за ним агрегатов, т.е.  $i = 1, 2$  [8, с. 65].

Затем строится эквивалентная характеристика для трех агрегатов  $i = 1, 2, 1$ . Далее расчеты повторяются при увеличении на каждом шаге числа агрегатов на единицу [8, с. 65].

При такой последовательности расчетов на каждом шаге решаются три подзадачи: уточнение предыдущих эквивалентных характеристик; построение эквивалентной характеристики для рассматриваемого шага; определение оптимальных решений по эквивалентным характеристикам [8, с. 65].

Для того чтобы найти оптимальное решение, достаточно для каждой точки эквивалентной характеристики запомнить номер и нагрузку агрегата, подключаемого к эквивалентному агрегату. Оптимальное решение находится с использованием процедуры обратного хода [8, с. 65].

Например, для нагрузки  $N_p$  при построении эквивалентной характеристики четырех агрегатов были определены номер подключаемого агрегата и его

нагрузка. Назовем номер агрегата  $d_p$ , а нагрузку  $N_{d_p}$ . Оставшиеся три агрегата будут иметь нагрузку [8, с. 65]

$$N_3^3 = N_p - N_{d_p}. \quad (2.5)$$

Из эквивалентной характеристики третьего шага находим номер подключаемого агрегата на третьем шаге оптимизации  $c_p$  и его нагрузку  $N_{c_p}$ . Нагрузка оставшихся двух агрегатов [8, с. 65]

$$N_2^3 = N_3^3 - N_{c_p}. \quad (2.6)$$

Агрегат, подключаемый на втором шаге, имеет нагрузку  $N_{b_p}$ , и, наконец, последний агрегат имеет нагрузку [8, с. 66].

$$N_a^3 = N_2^3 - N_{b_p}. \quad (2.7)$$

Таким образом, найдено оптимальное решение [8, с. 66].

## 2.2 Оптовый рынок электрической энергии и мощности

В 2002 году началось реформирование «ЕЭС России», происходил переход от плановой экономики к рыночной экономике. На данный момент в России существует двухуровневый вертикально-интегрированный рынок электрической энергии. Первый – оптовый рынок, а второй – розничный рынок.

ГЭС важно продать выработанную электроэнергию на оптовом рынке, а что происходит далее, на розничном, для нас не так важно, поэтому рассмотрим далее оптовый рынок.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности – система рынков, в которых в соответствии с Правилами оптового рынка и иными нормативными правовыми актами происходит обращение товаров и услуг, в котором участвуют субъекты оптового рынка.

Оптовый рынок состоит из [9, 26]:

- рынок электроэнергии:
  - краткосрочная надёжность и экономическая эффективность;
  - наиболее эффективная загрузка существующего ресурса;
  - реализуемость электрических режимов;
  - ценовые сигналы для энергоэффективного потребления.
- рынок мощности:
  - долгосрочная надёжность, предупреждение дефицита генерации;
  - наиболее эффективная структура генерации (с наименьшими совокупными затратами);
    - ценовые сигналы для развития потребления в регионах в зависимости от достаточности и стоимости строительства генерации.
- рынок системных услуг:
  - оплата услуг по системной надёжности.
- рынок финансовых производных:
  - возможность хеджирования ценовых рисков.

Процесс формирования цены на ОРЭМ.

Рынок на сутки вперед функционирует в форме проводимого коммерческим оператором (ОАО «АТС») конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков и покупателей на покупку и продажу электроэнергии на следующие сутки. Под воздействием спроса и предложения на электрическую энергию формируются объёмы планового производства и потребления электроэнергии, а также цены РСВ. Главный критерий отбора заявок – максимизация совокупного выигрыша участников РСВ. При этом применяется маржинальный принцип ценообразования и учитываются потери

электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям и системные ограничения [29].

### 2.2.1 Стоимость электрической энергии на ОРЭМ в ОЭС Сибири

Среднемесячную цену электроэнергии на ОРЭМ за период 2012-2016 в ОЭС Сибири, находящейся во второй ценовой зоне, занесём в таблицу 2.1. Среднемесячную цену электроэнергии СШГЭС на ОРЭМ за период 2012-2016 представим в таблице 2.2. Выделим в таблицах 2.1 и 2.2 месяца с ценой, которая выше, чем средняя цена за этот месяц в течении 2012-2016 гг..

Таблица 2.1 – Среднемесячная цена электроэнергии на ОРЭМ в 2012-2016 в ОЭС Сибири, рублей за мегаватт-час

Месяц\Год	2012	2013	2014	2015	2016	Среднее
Январь	649.037	731.680	703.273	925.604	985.254	798.970
Февраль	643.799	782.020	705.194	1091.777	1105.843	865.727
Март	683.360	798.705	718.685	1020.648	885.627	821.406
Апрель	694.190	785.032	730.535	926.327	768.122	780.842
Май	638.475	755.404	581.252	744.052	617.184	667.274
Июнь	660.513	719.440	619.099	732.116	696.923	685.619
Июль	706.908	724.812	569.386	771.169	683.554	691.166
Август	674.034	553.565	734.416	806.464	711.687	696.034
Сентябрь	737.070	594.265	901.046	903.748	652.797	757.786
Октябрь	696.214	655.255	890.064	1049.599	791.471	816.521
Ноябрь	787.986	673.606	1022.572	919.666	953.176	871.402
Декабрь	769.652	677.996	980.760	792.341	921.647	828.480

Таблица 2.2 – Среднемесячная цена электроэнергии СШГЭС на ОРЭМ за период 2012-2016, рублей за мегаватт-час

Месяц\Год	2012	2013	2014	2015	2016	Среднее
Январь	618.284	707.548	688.540	877.595	893.903	757.174
Февраль	621.622	751.091	709.641	1043.239	960.246	817.168
Март	661.258	786.363	727.515	981.984	884.540	808.332
Апрель	658.624	784.427	724.957	915.988	746.044	766.008
Май	626.583	743.521	612.389	766.391	830.323	715.841
Июнь	669.050	676.885	691.233	799.204	672.294	701.733
Июль	734.478	659.145	614.865	886.356	686.921	716.353
Август	697.015	444.842	867.537	877.130	645.689	706.443
Сентябрь	787.934	490.367	977.781	969.336	657.720	776.628
Октябрь	680.954	625.949	947.596	865.202	761.200	776.180
Ноябрь	769.302	677.812	1014.950	850.031	929.138	848.246
Декабрь	748.955	662.785	936.473	830.054	885.299	812.713

### 2.3 Обоснование необходимости водно-энергетического расчёта

Водно-энергетический расчёт необходим для того, что бы Системы РУСА оптимально выбирала состав и загрузку ГА с учётом минимального расхода энергоносителя для выработки электроэнергии.

Для проведения водно-энергетического расчёта необходимо знать:

- уровни водохранилищ СШГЭК:
  - НПУ;
  - УМО;
  - ФПУ.
- расход энергоносителя:
  - ВХК;
  - фильтрацию;
  - испарение;
  - лёдообразование.

- кривые связи:
  - $V=f(ZВБ)$ ;
  - $ZВБ =f(V)$ ;
  - $ZНБ=f(Q)$ .
- потери напора СШГЭК.
- ограничение:
  - расход через СШГЭК в зимний период.
- гидрограф
  - 2016 год.
- гарантированную мощность СШГЭК.
- коэффициент мощности СШГЭК.

Для примера рассмотрим варианты ВЭР режима работы ГЭС.

### 2.3.1 Варианты водно-энергетических расчётов режима работы ГЭС

Рассмотрим два варианта.

Вариант первый.

Расход воды через агрегат рассчитывается по имеющимся характеристикам. Для выработки мощности  $N_1$  (МВт), требуется расход  $Q_1$  ( $m^3/c$ ), при этом сумма средств на уплату водного налога составит  $I_1$  (Руб. в час).

Вариант второй.

Расход воды через агрегат рассчитывается Системой РУСА по уточнённым характеристикам. Для выработки мощности  $N_2$  (МВт), требуется расход  $Q_2$  ( $m^3/c$ ), при этом сумма средств на уплату водного налога составит  $I_2$  (Руб. в час).

При выработке одной и той же мощности  $N_1(Q_1)=N_2(Q_2)=N$  (МВт) при  $N=const$  (м) и  $Q_1>Q_2$  ( $m^3/c$ ) экономия воды составит  $\Delta Q$  ( $m^3/ч$ ), а экономия средств составит  $\Delta$  (Руб. в час).

$$I_i=Q_i \cdot Ц \cdot 3600, \tag{2.8}$$

где  $I$  – издержки на уплату водного налога, Руб. в час;

$Q$  – расход, м<sup>3</sup>/с;

$Ц$  – цена водного налога, Руб. за 1 м<sup>3</sup> воды;

$i$  – номер варианта.

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_2) \cdot 3600, \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E} = I_1 - I_2, \quad (2.10)$$

где  $\mathcal{E}$  – экономия средств, Руб. в час.

#### 2.4 Методология оценки эффективности работы Системы РУСА

Для оценки эффективности работы Системы РУСА рассмотрим ситуацию, когда НСС не использует рекомендации Системы РУСА.

Допустим, что расчёт состава агрегатов происходит один раз в час, так же раз в час НСС производит изменение состава. Раз в час происходит фиксация расходов энергоносителя для оптимальных составов, рассчитанных системой РУСА, и расхода энергоносителя состава, выбранного НСС. Каждый час сравниваются эти расходы, по разнице между расходами мы сможем увидеть чей выбор состава агрегатов оказался наиболее оптимальным с точки зрения минимального расхода энергоносителя через гидроузел. Произведём расчёт экономии энергоносителя, учитывая что расходные характеристики всех ГА одинаковы.

На данный момент Система РУСА на СШГЭС не установлена, предположим, что она установлена и даёт два варианта оптимальных составов, это составы под номерами 2 и 3 в таблице 2.3, а выбор состава НСС – это состав с номером 1.

Условимся, что напор и мощность в течении часа неизменны и ГА не находится под действием ПА.

Найдём разницу между расходом для состава выбранным НСС и расходами для оптимальных составов. Положительное значение приращений говорит о том, что мы бы сохранили данный объём воды в водохранилище, если бы использовали составы ГА рекомендованные Системой РУСА. Как видим из таблицы 2.3, в пяти из шести составов мы могли сэкономить энергоноситель.

Зная как производится расчёт для часа, мы можем повторить расчёт уже для смены – произведём несколько расчётов для часа и сведём результаты воедино. Зная экономию энергоносителя для смены, мы можем сравнивать экономию энергоносителя между сменами. Таким образом можно производить оценку эффективности не только работы Системы РУСА, но и смен ГЭС. Следует отметить, что не стоит, при работающей системе РУСА, стимулировать смену на повышение экономии энергоносителя, в первую очередь должна учитываться техническая и технологическая составляющие работы ГА.

Данную методологию можно применять не только на СШГЭС, но и на других гидроэлектростанциях.

Таблица 2.3 – Пример расчёта

Напор	Состав	Мощность ГА, МВт		Мощность, $\Sigma$	Расход ГА, $\text{м}^3/\text{с}$		Расход, $\Sigma$	Расход, $\Sigma$	$\Delta V$
		Состав ГА, шт			Состав ГА, шт				
м	№	5	1	МВт	5	1	$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	$\text{м}^3$
Нмакс (219)	1	500	640	3140	253.55	315.24	1582.99	5698764	0
	2	520	540	3140	262.24	270.92	1582.12	5695632	3132
	3	528	500	3140	266.46	253.55	1585.85	5709060	-10296
Нр (194)	1	460	630	2930	262.03	354.00	1664.15	5990940	0
	2	480	530	2930	271.97	297.74	1657.59	5967324	23616
	3	495	455	2930	279.42	259.54	1656.64	5963904	27036
Нмин (172)	1	390	540	2490	253.47	344.74	1612.09	5803524	0
	2	400	490	2490	259.07	310.48	1605.83	5780988	22536
	3	420	390	2490	270.29	253.47	1604.92	5777712	25812

### 3 Технические требования к Системе РУСА

#### 3.1 Блок-схема алгоритма работы Системы РУСА

Для более наглядного представления о том, как функционирует Система РУСА, изобразим в виде блок-схемы алгоритм её работы на рисунке 3.1.

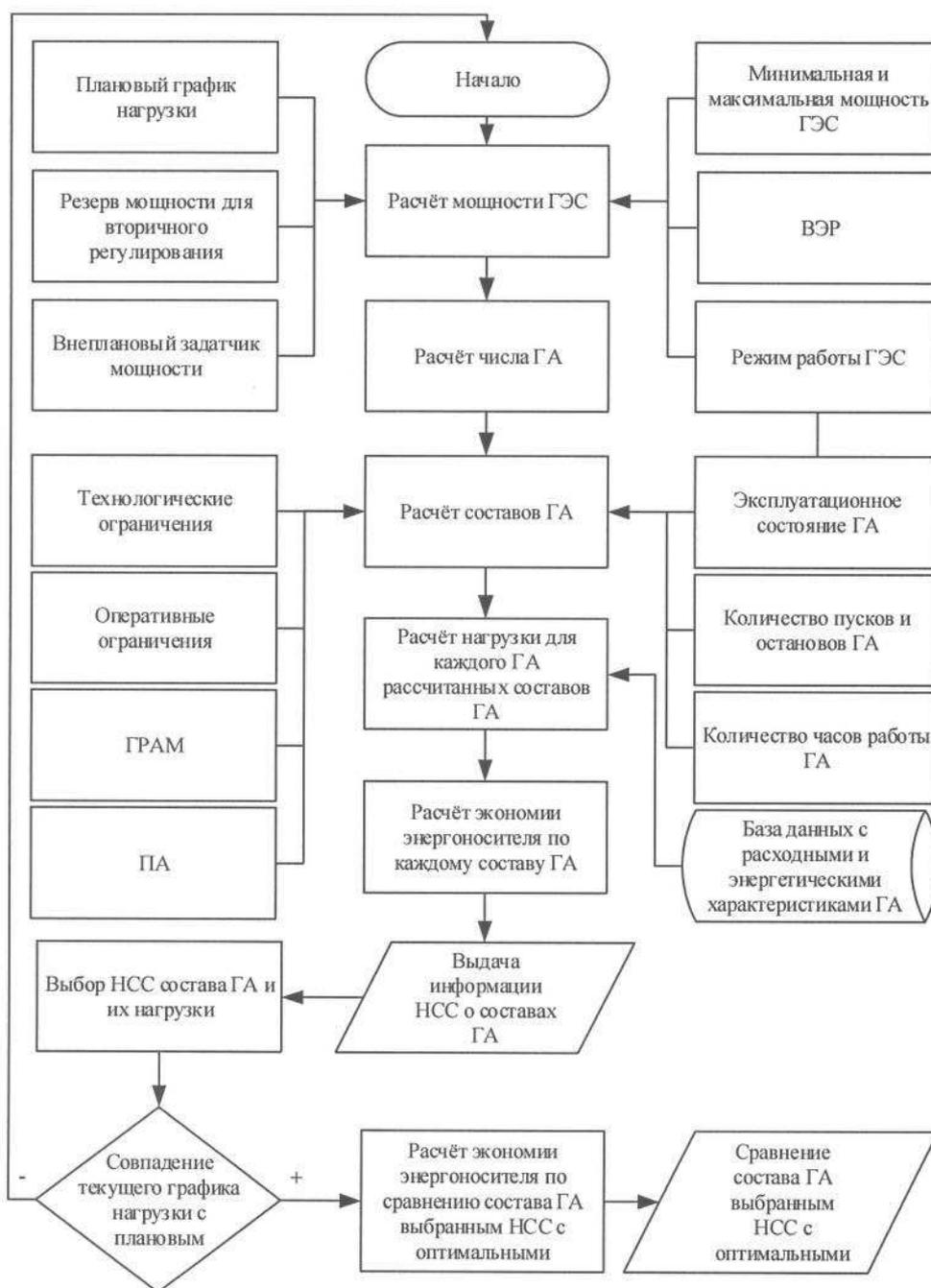


Рисунок 3.1 – Алгоритмическая схема Системы РУСА

### 3.2 Интеграция Системы РУСА с верхним уровнем АСУ ТП

Внесём предложения по интеграции Системы РУСА с верхним уровнем АСУ ТП Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Для того что бы Система РУСА выполняла свои функции, ей необходимы данные, которые она берёт от ПТК. Изобразим информационную модель функционирования Системы РУСА в виде схемы потоков данных. Схема базируется на трёхуровневом построении АСУТП ГЭС.

Объекты МГЭС и КРУЭ-500 кВ имеют свои АРМы. На локальных ПТК САУ ГА и ПТК САУ Т имеются панельные ПК, которые установлены в каждом отдельном ПТК и отображают технологическую информацию о работе данного ГА или трансформатора. АРМ АСУ ТП – это АРМ, на котором отображается информация от СШГЭК с функциями управления. АРМ АСУ П – это АРМ, на котором отображается информация от СШГЭК без функций управления.

ПТК САУ Т – программно-технический комплекс системы автоматического управления трансформатора. ПТК САУ ГА – программно-технический комплекс системы автоматического управления ГА, включающий в себя следующие ПТК:

- технологической автоматики и управления вспомогательным оборудованием;
- автоматического регулирования частоты вращения и активной мощности;
- маслонапорной установки;
- измерений и сигнализации;
- теплового контроля;
- вибрационного контроля;
- аварийно-ремонтного затвора.

АСУТП1- АСУТП3 – это управляющие серверы.

АСУТП1 осуществляет сбор, обработку и архивирование информации с Систем ГРАМ, ГРНРМ, САУ ГА1, САУ ГА2, САУ ГА5, САУ ГА6, Системы управления мониторингом трансформаторного оборудования и производит предоставление и передачу информации на технологические АРМы ВУ АСУ ТП и экран коллективного пользования ЦПУ, отправку команд управления, расчёт КПД, расчёт 1 и 5-ти минутных агрегаций для параметров.

АСУТП2 осуществляет сбор, обработку и архивирование информации с ПТК ГЩУ, КРУЭ-500 кВ, микропроцессорных защит ГА1, ГА3, ГА4, ГА9, ГА10, Т2, Т5 САУ ГА3, САУ ГА4, САУ ГА7, САУ ГА8, САУ Т1 – Т5 и производит предоставление и передачу информации на технологические АРМы ВУ АСУ ТП и ЭКП, отправку КУ, расчёт КПД, расчёт 1 и 5-ти минутных агрегаций для параметров.

АСУТП3 осуществляет сбор, обработку и архивирование информации с ПТК общестанционных устройств, БД МГЭС, ПТК системы мониторинга, САУ ГА9, САУ ГА10, Системы мониторинга системы вибрационного контроля, метеостанции и производит предоставление и передачу информации на технологические АРМы ВУ АСУ ТП и ЭКП, отправку КУ, расчёт КПД, расчёт 1 и 5-ти минутных агрегаций для параметров, расчёт расходов воды, расчёт допустимых зон ГА2, ГА3.

Вся информация, проходящая через АСУТП1 - АСУТП3, записывается и хранится в базе данных, которая выполнена на основе резервированного кластера.

ДМ31-ДМ32 – это серверы демилитаризованной зоны. Они осуществляют обмен данными с системами из подсети информационных АСУ ТП, организацию доступа к параметрам АСУ ТП из сети АСУ П, расчёт водно-энергетических показателей, формирование и хранение отчетных документов, предоставление отчетных документов и форм для сторонних систем.

Межсетевой экран — программно-аппаратный элемент компьютерной сети, осуществляющий контроль и фильтрацию проходящего через него сетевого трафика в соответствии с заданными правилами.

ПТК ГРАМ и ГРНРМ находятся на нижнем уровне в связи с тем, что они построены на программируемых логических контроллерах, которые относятся к НУ, а реализация ПТК РУСА выполнена в виде серверов, которые относятся к ВУ.

По схеме, рисунок 3.2, видно, что Система РУСА имеет доступ к управляющим серверам ВУ АСУТП, в которых находится вся необходимая информация для выполнения её функций.

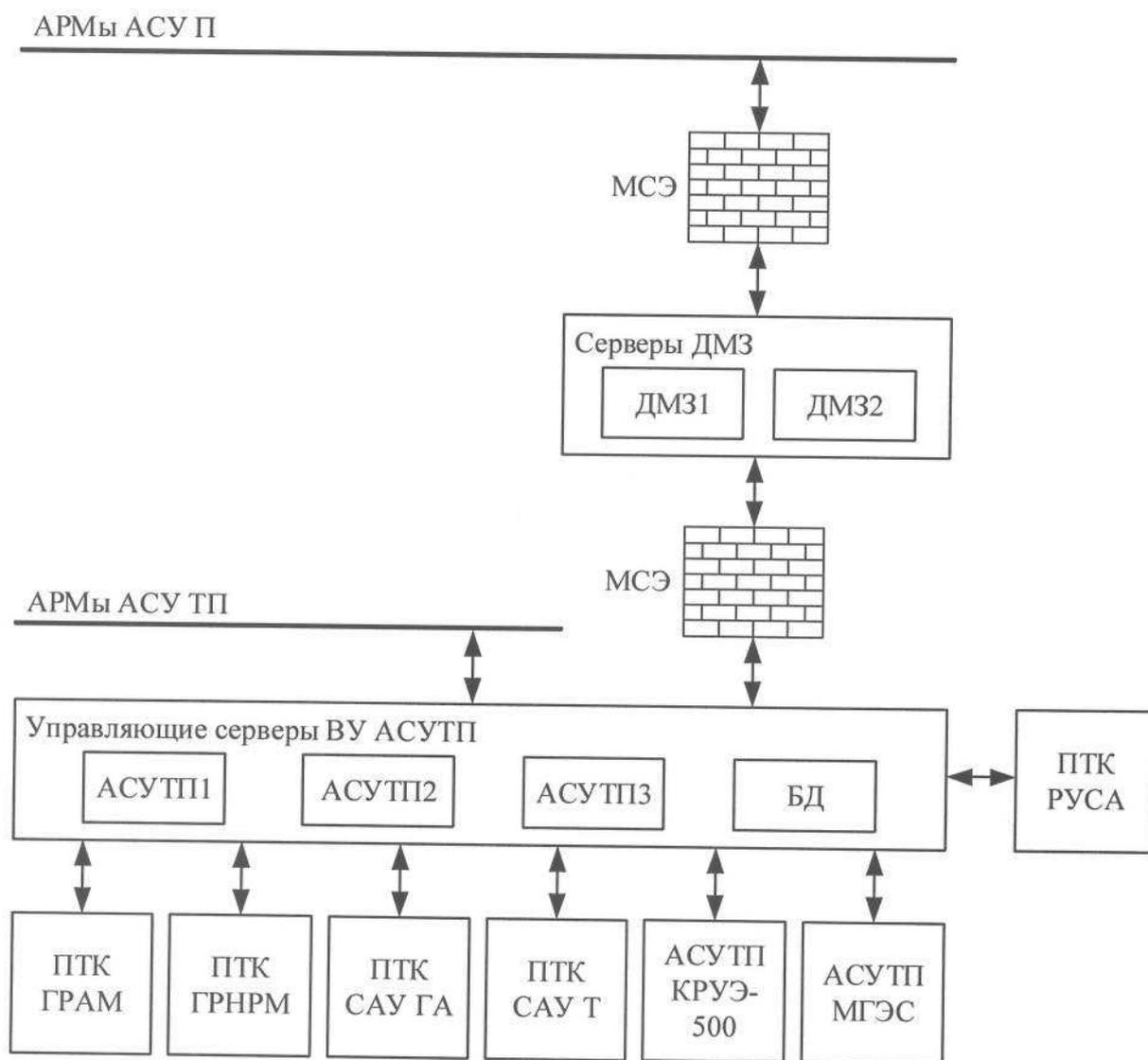


Рисунок 3.2 – Схема потоков данных информационной модели функционирования Системы РУСА

### 3.3 Требования к функциям и необходимому объёму информации для Системы РУСА

На примере Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» рассмотрим требования к функциям и необходимому объёму информации для Системы РУСА.

Система РУСА должна получать информацию о состоянии основного и вспомогательного оборудования и передавать информацию потребителям посредством обмена данными с серверами ВУ АСУТП СШГЭС.

Для выполнения функции Системы РУСА необходим следующий объём информации:

- энергетические характеристики гидроагрегатов;
- значения ограничений мощности;
- число часов работы каждого из гидроагрегатов в каждом из возможных режимов;
- заданный график нагрузки и фактическое его исполнение (плановое задание ГЭС);
- фактическое состояние каждого из ГА;
- измеренное значение напора;
- режим участия станции в АВРЧМ;
- величины требуемых резервов вторичного регулирования;
- величина расхода при холостом ходе ГА.

Система РУСА должна осуществлять выдачу следующей информации на ВУ АСУТП СШГЭС для отображения на автоматизированном рабочем месте оперативного персонала:

- текущие и оптимальные показатели эффективности и надежности работы оборудования Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса;
- рекомендации по увеличению эффективности использования оборудования (состав ГА, нагрузка ГА);
- текущий и плановый водно-энергетический режим;

- статистику работы оборудования.

Система РУСА должна осуществлять получение следующей информации от ВУ АСУТП СШГЭС, выведенной на АРМ оперативного персонала:

- плановые задания по режиму работы и накладываемые ограничения;
- настройки и ограничения работы алгоритма системы РУСА;
- состояние схемы Саяно-Шушенской ГЭС и Майнской ГЭС;
- работа противоаварийной автоматики;
- аварийное повышение частоты на шинах 500 кВ СШГЭС.

Система РУСА должна осуществлять получение от Системы ГРАМ посредством серверов ВУ АСУТП СШГЭС следующей информации:

- режим работы Системы ГРАМ;
- состав группы ГА, работающих под управлением Системы ГРАМ;
- оперативные ограничения мощности ГА;
- границы зон запрещенной работы ГА;
- активная мощность ГА;
- ограничения минимальной и максимальной мощности СШГЭС;
- внеплановый задатчик мощности СШГЭС;
- диапазон вторичного регулирования ГА, участвующих в АВРЧМ.

Система РУСА должна осуществлять прием с агрегатного уровня посредством серверов ВУ АСУТП СШГЭС следующей информации:

- режим работы и состояние гидроагрегатов;
- активная мощность гидроагрегатов;
- статистику работы гидроагрегатов.

Система РУСА должна функционировать в режиме «советчика» начальника смены станции Саяно-Шушенской ГЭС при ведении режима работы станции. На АРМ оперативного персонала должны выводиться результаты расчета системы РУСА в виде рекомендаций по оптимизации работы станции.

Режим участия Саяно-Шушенской ГЭС в АВРЧМ является приоритетным перед задачами оптимизации работы станции системой РУСА.

Система РУСА при выработке рекомендаций должна:

- определять состав агрегатов СШГЭС и их активную мощность, соответствующую наименьшему расходу воды при заданной плановой и вторичной мощности СШГЭС с учетом линий ограничений по турбине и генератору и минимуму нагрузочных потерь;
- определять состав агрегатов МГЭС и их активную мощность, соответствующую наименьшему расходу воды при соответствующей заданной активной мощности СШГЭС на текущие сутки для обеспечения функции контррегулирования;
- определять величину холостых сбросов на МГЭС;
- учитывать известный горизонт планирования по заданию активной мощности СШГЭС и МГЭС;
- учитывать минимальное заданное число ГА в работе, с учетом заданного диапазона вторичного регулирования ГЭС.
- выдавать рекомендации по организации необходимого диапазона вторичного регулирования при привлечении ГЭС к АВРЧМ и нормированному первичному регулированию.

При выработке рекомендаций Система РУСА не должна ограничивать участие станции в АВРЧМ или в нормированном первичном регулировании.

Система РУСА повышает эффективность использования оборудования путем выбора станционных номеров и нагрузок ГА, работающих в генераторном режиме, как под управлением Системы ГРАМ, так и выведенных из системы. При определении нагрузок ГА Системой РУСА необходим учет (в качестве одного из ограничений) величины нагрузки гидроагрегатов (не менее 560 МВт), введенных под действие ПА.

При определении очередности участия ГА в операциях пуска, останова должны учитываться следующие показатели:

- постоянные технологические ограничения, связанные с наличием зон нежелательной работы ГА;

- временные технологические ограничения, связанные с нарушением нормальной работы основного или вспомогательного оборудования ГА;
- оперативные ограничения (связанные с количеством пуско-остановочных операций за заданный интервал времени, с заведением ГА под действие ПА и т.п.);
- изменение эксплуатационного состояния ГА (температурного, вибрационного, ресурсного и др.).

Основным показателем эффективности использования оборудования является минимум расхода воды при заданной активной мощности ГЭК с учетом линий ограничений по турбине и генератору и минимум нагрузочных потерь в пределах реализации заданного графика нагрузки, а также с учетом участия ГЭС в АВРЧМ.

В качестве результатов выполнения расчетов оптимального состава рекомендуется представлять оперативному персоналу информацию по нескольким (допустим, трём) вариантам состава в порядке снижения их экономичности и с указанием значения снижения КПД по сравнению с оптимальным составом.

При получении, в соответствии с алгоритмом определения, двух и более различных вариантов состава и режимов работы ГА, идентичных с точки зрения критерия эффективности использования оборудования, система должна обеспечить выбор варианта на основе статистики работы ГА и их эксплуатационного состояния.

При назначении оперативным персоналом вынужденного из-за действующих ограничений состава генераторов, Системой РУСА должна быть выдана информация о степени экономичности данного состава по сравнению с оптимальным.

Для формализации части ограничений, влияющих на формирование рекомендаций, могут быть введены весовые коэффициенты, значения которых в дальнейшем могут быть скорректированы при эксплуатации Системы РУСА.

Алгоритм определения вариантов состава и режимов работы ГА

рекомендуется выполнять методом динамического программирования.

Алгоритмы работы Системы РУСА должны обеспечивать расчет и передачу на АРМ оперативного персонала следующей информации:

- расчётные показатели эффективности работы ГА СШГЭС и МГЭС в текущий момент;
- расчётные максимально достижимые показатели эффективности работы ГА СШГЭС и МГЭС в текущий момент;
- рекомендации по изменению режимов работы и состава ГА для повышения эффективности использования оборудования;
- расчётные интегральные показатели эффективности работы ГА СШГЭС и МГЭС за период предшествующих суток;
- расчётные интегральные максимально достижимые показатели эффективности работы ГА СШГЭС и МГЭС за период предшествующих суток;
- статистика работы ГА и трансформаторов.

В Системе РУСА должен быть предусмотрен:

- механизм выбора оптимального состава оборудования в режиме «советчик»;
- интерфейс для взаимодействия с Системой ГРАМ;
- экранные формы, удобные для оперативного персонала.

В Систему РУСА, для выполнения предусмотренных функций оптимизации, должны быть заложены характеристики эффективности работы генераторов (достоверные натурные энергетические характеристики ГА) и трансформаторов, в зависимости от условий и режима работы, и потерь мощности СШГЭС и МГЭС в нормальной и ремонтных схемах.

Система РУСА должна работать в одном режиме, предусматривающем непрерывный сбор информации от подсистем и ее обработку для выдачи рекомендаций на АРМ.

### 3.3.1 Выявленные в ходе эксплуатации ограничения и их учёт Системой РУСА

При оптимизации состава ГА на СШЭС следует учитывать:

- как отдельную, так и совместную работу ГА СШГЭС и ГА МГЭС;
- возможность более широкого диапазона регулирования в 3 зоне для ГА 2, 3 ввиду отличия их эксплуатационных характеристик от других ГА;
- подключение всех ГА СШГЭС, кроме одного, к комплексу ПА с нагрузкой не менее 560 МВт;
- возможные временные ограничения в работе или режимах отдельных ГА;
- распределение суточной и часовой нагрузки ГЭС между ГА с возможно минимальным расходом;
- ремонтные схемы ГЭС, ЛЭП и КРУЭ-500, влияющие на выдачу и распределение мощности, рисунок 3.3;
  - при ремонте выключателя В-С1-Т1 по Оперативным указаниям ОДУ Сибири нагрузка на блоке Т1 должна быть не более 630 МВт по условиям работы ОАПВ, ТАПВ выключателей КВЛ -542;
  - при ремонте выключателя В-С1-Т4 по Оперативным указаниям ОДУ Сибири нагрузка на блоке Т4 должна быть не более 630 МВт по условиям работы ОАПВ, ТАПВ выключателей КВЛ -541.
- по возможности равномерную загрузку блочных трансформаторов для минимизации нагрузочных потерь в трансформаторах (при работе двух ГА в блоке нагрузочные потери увеличиваются почти в 4 раза по сравнению с работой одного ГА в блоке), а также в воздушных перекидках ГЭС – КРУЭ-500, рисунок 3.4.

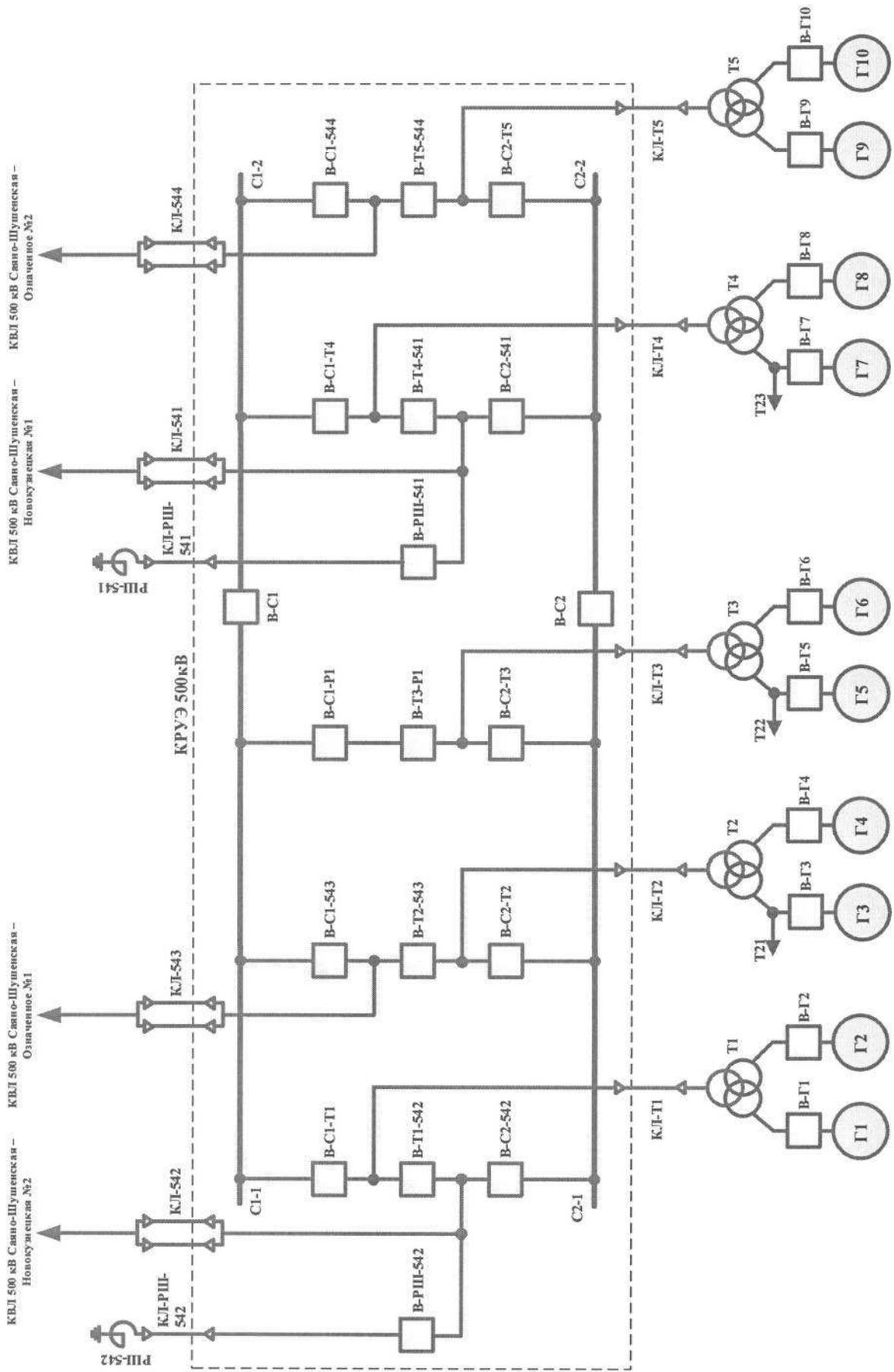


Рисунок 3.3 – Главная схема электрических соединений Саяно-Шушенской ГЭС

Годовые потери в одном блочном трансформаторе СШГЭС при работе одного и двух гидроагрегатов в блоке, млн. кВтч

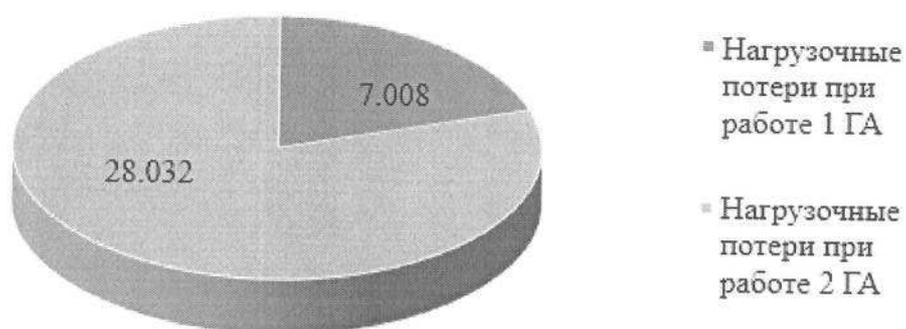


Рисунок 3.4 – Годовые потери в одном блочном трансформаторе СШГЭС при работе одного и двух гидроагрегатов в блоке

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе изучены системы технологического управления составом гидроагрегатов. Рассмотрена история становления, особенности, недостатки и преимущества каждой системы, а так же пути их дальнейшего развития.

Рассмотрено теоретическое описание (метод динамического программирования) определения состава и загрузки ГА для прохождения минимального расхода энергоносителя через гидроузел. Кратко рассмотрен оптовый рынок электрической энергии и мощности. Найдены среднемесячные цены на электроэнергию на ОРЭМ для ОЭС Сибири в период 2012-2016 гг. Обоснована необходимость выполнения водно-энергетического расчёта. Предложена сравнительная оценка эффективности выбора состава ГА и их загрузки Системой РУСА и оперативным персоналом.

Для наглядности в работе предложена блок-схема алгоритма работы Системы РУСА. Так же предложена схема интеграции Системы РУСА с ВУ АСУ ТП ГЭС. Были предложены требования к функциям и необходимому объёму информации Системы РУСА для составления частного технического задания.

Выполненная работа удовлетворяет поставленным задачам.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВРЧМ	–	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности
АО	–	автооператор
АРЗ	–	аварийно-ремонтный затвор
АРМ	–	автоматизированное рабочее место
АРЧМ	–	автоматический регулятор частоты вращения и активной мощности
АС	–	автоматизированная система
АСУ	–	автоматизированная система управления
БД	–	база данных
ВК	–	вибрационный контроль
ВУ	–	верхний уровень
ВХК	–	водохозяйственный комплекс
ВЭР	–	водно-энергетический расчёт
ГА	–	гидроагрегат
ГРАМ	–	групповое регулирование активной мощности
ГРНРМ	–	групповое регулирование напряжения и реактивной мощности
ГЩУ	–	главный щит управления
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДМЗ	–	демилитаризованная зона
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИНПОР	–	интеллектуальная поддержка принятия решений
ИС2	–	измерений и сигнализации
КПД	–	коэффициент полезного действия
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КУ	–	команды управления
ЛПР	–	лицо принимающее решение

ЛЭП	– линия электропередачи
МГЭС	– Майнская ГЭС
МНУ	– маслонапорной установки
МПЗ	– микропроцессорные защиты
МСЭ	– межсетевой экран
НГТУ	– Новосибирский государственный технический университет
НПУ	– нормальный подпорный уровень
НСС	– начальник смены станции
НУ	– нижний уровень
НЭТИ	– Новосибирский электротехнический институт
ОАО	– открытое акционерно общество
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение
ОДУ	– Объединённое диспетчерское управление
ОПРЧ	– общее первичное регулировании частоты
ОРЭМ	– оптовый рынок электрической энергии и мощности
ОУ	– общестанционные устройства
ОЭС	– Объединённая энергетическая система
П	– предприятие
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАО	– публичное акционерное общество
ПАО	– публичное акционерное общество
ПК	– персональный компьютер
ПТК	– программно-технический комплекс
РСВ	– рынок на сутки вперед
РУСА	– рациональное управление составом агрегатов
САУ	– система автоматического управления
СМ	– система мониторинга
СМСВК	– система мониторинга системы вибрационного контроля
СППР	– система поддержки принятия решений

СУМТО	– система управления мониторингом трансформаторного оборудования
СШГЭК	– Саяно-Шушенский гидроэнергокомплекс
СШГЭС	– Саяно-Шушенская ГЭС
Т	– трансформатор
ТАиУВО	– технологическая автоматика и управление вспомогательным оборудованием
ТАПВ	– трёхфазное автоматическое повторное включение
ТЗ	– техническое задание
ТК	– тепловой контроль
ТП	– технологический процесс
УМО	– уровень мёртвого объёма
ФПУ	– форсированный подпорный уровень
ЦПУ	– центральный пульт управления
ЭКП	– экран коллективного пользования
ЭЭС	– электроэнергетическая система

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Rechkov, A. V. The system of rational operating units mix at hydropower plant. Development of criteria according to performance specification followed by introduction at upper level of automated system control over technological processes at hydropower plant / A. V. Rechkov / Проспект Свободный-2016 : материалы науч. конф., посвященной Году образования в Содружестве Независимых Государств (15–25 апреля 2016 г.) [Электронный ресурс] / отв. ред. А.Н. Тамаровская. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. фе-дер. ун-т, 2016. – Систем. требования: РС не ниже класса PentiumI ; 128 Mb RAM ; Windows 98/XP/7 ; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана. // Техническое направление; «Системный анализ, управление и программная инженерия» // 89 с. – С. 4-5. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nosmu.sfu-kras.ru/digest2016/src/техническое/Системный%20анализ,%20управление%20и%20программная%20инженерия.pdf>
2. Гидроэнергетика : учеб. пособие / Т. А. Филиппова, М. Ш. Мисриханов, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина . - Изд. 3-е, перераб. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. - 620 с. - (Учебники НГТУ). \_
3. ГОСТ 34.601 – 90 «Автоматизированные системы. Стадии создания.». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=18546>\_
4. ГОСТ 34.602-89. «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=18547>\_
5. Конкурс (тендер) № 43728 «Разработка технико-экономического обоснования внедрения системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций» (Лот № 1-ТПиР-ПИР-2015-Центр). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.b2b-center.ru/market/view\\_tender.html?id=43728](http://www.b2b-center.ru/market/view_tender.html?id=43728)

6. Конкурс (тендер) № 49158 «Разработка технико-экономического обоснования внедрения системы рационального управления составом гидроагрегатов (РУСА)» (Лот № 1-ТПиР-ПИР-2016-Центр). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.b2b-center.ru/market/view\\_tender.html?id=49158](http://www.b2b-center.ru/market/view_tender.html?id=49158)

7. Кривченко Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для вузов. — М.: Энергия, 1978. — 320 с, ил. \_

8. Митрофанов, С.В. Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС: дис. канд. техн. наук: 05.14.02: защищена 24.04.14: утв. 13.03.2014/ Митрофанов Сергей Владимирович. – Н., 2013. – 213 с. –Библиогр.: с.165–172. – 005546114

9. Отличие рынка электроэнергии (мощности) в России от рынков электроэнергии и мощности за рубежом. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:[http://studme.org/66014/ekonomika/otlichie\\_rynka\\_elektroenergii\\_moschnosti\\_rossii\\_rynkov\\_elektroenergii\\_moschnosti\\_rubezhom](http://studme.org/66014/ekonomika/otlichie_rynka_elektroenergii_moschnosti_rossii_rynkov_elektroenergii_moschnosti_rubezhom)

10. Панова Я. В. Исследование возможности интеллектуального анализа данных о состоянии гидроагрегата / Я. В. Панова, А. А. Жданович // Материалы I Всероссийской научно-практической конференции "Гидроэлектростанции в XXI веке", Саяногорск, 22-23 мая 2014 г. – Саяногорск-Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2014. – С. 249–254. \_

11. Подсистема рационального управления составом агрегатов. 10.12.2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.slideshare.net/SergeyFomin4/-56002853\\_](http://www.slideshare.net/SergeyFomin4/-56002853_)

12. Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками. [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/p\\_command300517\\_3.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/p_command300517_3.pdf)

13. Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям. [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/pg\\_010517.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/pg_010517.pdf)

14. Порядок формирования уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/not\\_power\\_eq\\_010517.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/not_power_eq_010517.pdf)

15. Ракурс внедрил в опытную эксплуатацию подсистему РУСА на Братской ГЭС. 16 января 2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rakurs.com/press/news/detail.php?ID=4380>

16. РД 153-34.0-09.161-97 «Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=27719>

17. РД 153-34.2-35.520-99 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=31319>

18. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов (РУСА). Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС / А. В. Речков / Альманах творческих работ учащихся. Выпуск IV. Под ред. проф. Ю.С.Мануйлова.- Нижний Новгород: Центр Научных инвестиций, 2016.-144 с.: ил. – С. 135-137\_

19. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС/ А. В. Речков / Материалы 54-й Международной научной студенческой конференции МНСК-2016: Энергетика /Новосиб. гос. техн. ун-т. Новосибирск, 2016. 61 с. – С. 32\_

20. Речков, А. В. Система рационального управления составом агрегатов ГЭС. Разработка критериев в рамках частного технического задания с

внедрением в верхний уровень АСУ ТП ГЭС / А. В. Речков / Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов IV Всероссийской науч.-практич. конф. / под. ред. В.В. Татарникова. - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2017. – 344 с. – С. 32-34\_

21. Секретарев Ю. А. Организация превентивного управления гидроэлектростанцией с применением системы поддержки принятия решений / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 2 Всерос. науч. практ конф., Саяногорск; Черемушки, 15-16 мая 2015 г. – Саяногорск; Черемушки : Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2015. – С. 315–319.\_

22. Секретарев Ю. А. Оценка экономической эффективности работы гидроагрегата на основе теории возможностей / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 4 Всерос. науч.-практ. конф. молодых учёных, специалистов, аспирантов и студентов, Саяногорск, Черемушки, 13-14 апр. 2017 г. -Саяногорск ; Черемушки : Сиб. федер.ный ун-т ; Саяно-Шуш. фил., 2017. - С.107-112. С. 27–31.\_

23. Секретарёв Ю.А. Ситуационное управление составом и режимами гидроагрегатов на гидроэлектростанциях: монография / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, К.Ю. Мосин. - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный ун-т, Саяно - Шушенский филиал, 2013. - 152 с.

24. Стандарт организации Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st\\_archm\\_1.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_archm_1.pdf)\_

25. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=60709>\_

26. Структура оптового рынка. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energy-trading.ru/staty/id/3>
27. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/tq\\_010517.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2017/tq_010517.pdf)
28. Учебник для студентов высших учебных заведений Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоиздат, 1981, 608 с.
29. Факторы, влияющие на формирование цен для конечных потребителей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pandia.ru/text/77/351/62499.php>
30. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 28.12.2016) "Об электроэнергетике". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gost.online/document.htm?id=34826>
31. Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций / Т.А. Филиппова. – М.: Энергия, 1975. – 206, с. : ил.
32. Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / Т.А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с.
33. Фомин, С.С. Рациональное управление составом агрегатов каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС / С.С. Фомин, А.С. Мисюль: Рациональное Управление Предприятием. #1/2014, с.84-87. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://remmag.ru/upload\\_data/files/Rakurs.pdf](http://remmag.ru/upload_data/files/Rakurs.pdf)
34. Юбилейная научно-практическая конференция «Дорожная карта систем автоматизации: актуальные запросы и перспективы развития» ГК «Ракурс» 15 июля 2016 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rakurs.com/images/Юбилейная%20конференция%20Ракурс.pdf>



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
Саяно – Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись инициалы, фамилия  
« 21 » 06 2017 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**СИСТЕМА РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГЭС. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ В РАМКАХ ЧАСТНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ С ВНЕДРЕНИЕМ В ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП ГЭС**

13.04.02 — Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 — Гидроэлектростанции

Руководитель	<u>Сивцов</u> 19.06.17 подпись, дата	Заместитель начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность, учёная степень	<u>А.Н. Сивцов</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>Речков</u> 19.06.17 подпись, дата		<u>А.В. Речков</u> инициалы, фамилия
Рецензент	<u>Моргачев</u> 19.06.17 подпись, дата	Начальник Участка ВУ АСУ ТП СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность, учёная степень	<u>Ю.В. Моргачев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Чабанова</u> 21.06.17 подпись, дата		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия