

ООО Научно-внедренческая фирма “Сенсоры, Модули, Системы”

На правах рукописи



ЗАХАРЧЕНКО Виталий Евгеньевич

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

Специальность 05.13.06 — “Автоматизация и управление
технологическими процессами и производствами (промышленность)”

Диссертация на соискание учёной степени
доктора технических наук

Самара – 2021

Содержание

| | |
|--|-----|
| ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ | 6 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АСУТП ГЭС | 19 |
| 1.1 Краткое описание и состав САУ ГА | 19 |
| 1.2 Функции групповых регуляторов ГЭС | 20 |
| 1.3 Постановка задачи системы РУСА | 22 |
| 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТА | 32 |
| 2.1 Описание основных характеристик ГА | 33 |
| 2.2 Моделирование основных характеристик ГА | 35 |
| 2.2.1 Табличное моделирование характеристик агрегата | 38 |
| 2.2.2 Полиномиальная аппроксимация характеристик агрегата | 39 |
| 2.2.3 Непрерывные многомерные аппроксимации | 41 |
| 2.2.3.1 Оптимальный кубический Эрмитов сплайн | 42 |
| 2.2.3.2 Комбинированный метод с использованием радиально-базисных нейронных сетей | 48 |
| 2.2.3.3 Сравнение непрерывных многомерных аппроксимаций | 49 |
| 2.2.3.4 Восстановление эксплуатационных характеристик гидроагрегатов по малому числу наблюдений | 51 |
| 2.2.4 Сравнение способов описания основных характеристик агрегата | 60 |
| 2.3 Модель основных характеристик ГА | 61 |
| 2.3.1 Модель расходной характеристики гидроагрегата | 61 |
| 2.3.1 Модель характеристики генератора | 62 |
| 2.3.2 Модель эксплуатационной характеристики агрегата | 63 |
| 2.4 Описание потенциальной эффективности ГА | 64 |
| 2.5 Моделирование динамических параметров ГА на основе функционально- ориентированных моделей | 67 |
| 2.5.1 Обзор методов контроля достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП | 69 |
| 2.5.2 Описание неопределенности параметров контроля и управления АСУТП | 70 |
| 2.5.3 Средства динамического описания характерного диапазона | 73 |
| 2.5.4 Модели для оценивания достоверности параметров | 74 |
| 2.5.4.1 Определение достоверности значения параметра на основе характерного диапазона | 77 |
| 2.5.4.2 Достоверность значения параметра по нескольким характерным диапазонам | 81 |
| 2.5.5 Формирование динамического характерного диапазона | 83 |
| 2.5.5.1 Представление параметров в имитационной модели | 87 |
| 2.5.5.2 Построение карты состояний | 87 |
| 2.5.5.3 Формирование характерного диапазона изменения параметра | 89 |
| 2.5.6 Идентификация имитационной модели | 93 |
| 2.5.7 Адекватность диапазона характерного изменения параметра | 95 |
| 2.5.8 Алгоритм построения модели динамических параметров ГА для РУСА | 99 |
| 2.5.9 Применение функционально-ориентированных моделей в системах управления . | 102 |
| 2.6 Параметры регулирования ГА | 102 |
| 2.7 Основные выводы и рекомендации | 103 |
| 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРУППОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ГЭС | 107 |
| 3.1 Описание потенциальной эффективности ГЭС | 107 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 3.2 | Моделирование ГРАМ..... | 110 |
| 3.2.1 | Функциональная схема ГРАМ..... | 110 |
| 3.2.2 | Влияние функции распределения мощности на состав агрегатов | 112 |
| 3.2.2.1 | Равенство мощностей | 113 |
| 3.2.2.2 | Долевое равенство диапазонов регулирования..... | 115 |
| 3.2.2.3 | Равенство отклонений от максимального КПД..... | 117 |
| 3.2.2.4 | Долевое равенство отклонений от максимального КПД..... | 119 |
| 3.2.3 | Апробация модели системы ГРАМ с распределением мощности по долевым равенству отклонений от максимального КПД..... | 121 |
| 3.2.4 | Алгоритм ГРАМ..... | 127 |
| 3.2.5 | Вывод..... | 128 |
| 3.3 | Планирование времени изменения состава агрегатов в группе | 129 |
| 3.4 | Моделирование РУСА | 134 |
| 3.4.1 | Алгоритм РУСА по критерию повышения эффективности..... | 134 |
| 3.4.1.1 | Примеры расчёта рекомендаций РУСА..... | 137 |
| 3.4.1.2 | Интерпретация рекомендаций РУСА за период | 140 |
| 3.4.1.3 | Оценка размерности времени реакции системы РУСА..... | 146 |
| 3.4.1.4 | Апробация модели РУСА на данных различных ГЭС за год (Оценка длительности актуальности рекомендаций)..... | 147 |
| 3.4.1.5 | Адаптивный алгоритм выбора задержки принятия решения по рекомендации | 160 |
| 3.4.2 | Многокритериальное принятие решения РУСА..... | 161 |
| 3.4.2.1 | Критерии без выражения предпочтений..... | 164 |
| 3.4.2.2 | Пример принятия решения системой РУСА без предпочтений..... | 167 |
| 3.4.2.3 | Критерии с выражением предпочтений..... | 169 |
| 3.4.2.4 | Пример принятия решения системой РУСА с выражением предпочтений | 172 |
| 3.4.2.5 | Алгоритм принятия решения РУСА..... | 172 |
| 3.4.3 | Экономическое обоснование системы РУСА | 173 |
| 3.4.3.1 | Основные положения экономического обоснования | 173 |
| 3.4.3.2 | Экономическое обоснование системы для ГЭС-1 | 174 |
| 3.4.3.3 | Экономическое обоснование системы для ГЭС-2 | 180 |
| 3.4.3.4 | Экономическое обоснование системы для ГЭС-3 | 187 |
| 3.4.3.5 | Экономическое обоснование системы для ГЭС-4 | 193 |
| 3.5 | Основные выводы и рекомендации..... | 196 |
| 4 | АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РУСА..... | 199 |
| 4.1 | Общее описание системы..... | 199 |
| 4.1.1 | Цели и задачи системы | 199 |
| 4.1.2 | Функции создаваемой системы..... | 199 |
| 4.1.3 | Место системы РУСА в АСУТП ГЭС..... | 202 |
| 4.1.4 | Алгоритм системы РУСА..... | 204 |
| 4.1.5 | Структура системы и описание реализации системы РУСА..... | 205 |
| 4.1.6 | Список параметров системы РУСА..... | 208 |
| 4.1.6.1 | Перечень параметров от ГА для системы РУСА:..... | 208 |
| 4.1.6.2 | Перечень параметров от ГРАМ для системы РУСА: | 209 |
| 4.1.6.3 | Перечень параметров от ГРНРМ для системы РУСА (опционально):..... | 209 |
| 4.1.6.4 | Перечень параметров от системы РУСА к ГРАМ: | 209 |
| 4.1.6.5 | Перечень конфигурируемых параметров системы РУСА: | 210 |
| 4.1.7 | Функциональные ограничения системы | 211 |
| 4.1.8 | Рекомендации по созданию системы РУСА..... | 212 |
| 4.2 | Архитектура программного комплекса РУСА..... | 213 |
| 4.2.1 | Требования к ПК РУСА..... | 213 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 4.2.2 | Выбор платформы ПК РУСА | 215 |
| 4.2.3 | Компоненты ПК РУСА | 217 |
| 4.2.3.1 | Модуль импорта исторических данных | 217 |
| 4.2.3.2 | Модуль формирования характерного диапазона изменения параметра | 219 |
| 4.2.3.3 | Модуль параметризации модели | 220 |
| 4.2.3.4 | Модуль исполнения имитационной модели | 224 |
| 4.2.3.5 | Модуль интеграции с системой управления | 225 |
| 4.2.3.6 | Модуль оценивания | 225 |
| 4.2.3.7 | Модуль интервальных вычислений | 226 |
| 4.2.4 | Потоки данных ПК РУСА | 226 |
| 4.3 | Функционирование и интерфейс ПК РУСА | 227 |
| 4.3.1 | Описание экранных форм | 228 |
| 4.3.1.1 | Рекомендательная часть основной экранной формы | 229 |
| 4.3.1.2 | Описательная часть основной экранной формы | 234 |
| 4.3.2 | Особенности критериев | 237 |
| 4.3.3 | Особенности рекомендаций | 237 |
| 4.3.4 | Описание операций | 239 |
| 4.3.4.1 | Рекомендация останова агрегата | 239 |
| 4.3.4.2 | Рекомендация пуска агрегата | 240 |
| 4.3.4.3 | Рекомендация сохранения состава агрегатов | 241 |
| 4.3.5 | Изменение глубины прогноза | 241 |
| 4.3.6 | Выбор критериев | 242 |
| 4.3.7 | Паводок | 242 |
| 4.3.8 | Выбор времени исполнения рекомендации | 242 |
| 4.3.9 | Контроль за исполнением рекомендации | 243 |
| 4.4 | Конкуренция критериев принятия решения | 244 |
| 4.5 | Обучение оперативного персонала ГЭС на основе системы рационального управления составом агрегатов | 245 |
| 4.5.1 | Моделирование гидроагрегата | 247 |
| 4.5.2 | Моделирование системы группового регулирования активной мощностью ГЭС .. | 248 |
| 4.5.3 | Вывод | 250 |
| 4.6 | Сравнение с аналогом | 250 |
| 4.7 | Сравнение с ситуационным управлением составом и режимами агрегатов | 255 |
| 4.8 | Основные выводы и рекомендации | 257 |
| 5 | ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ | 259 |
| 5.1 | Функции распределения мощности | 259 |
| 5.2 | Учет нагрузки на вспомогательное оборудование и линии выдачи мощности | 260 |
| 5.3 | Учёт реактивной нагрузки агрегатов | 261 |
| 5.4 | Водные ресурсы | 261 |
| 5.5 | Оптимизация числа изменений состояний ГА ГЭС | 263 |
| 5.6 | Оптимизация критерия повышения КПД ГА ГЭС | 264 |
| 5.7 | Предиктивная оценка и устаревание оценки состояния агрегата | 265 |
| 5.8 | Исследование характерного задания мощности ГРАМ | 266 |
| 5.9 | Поиск путей интеграции с ситуационным подходом | 268 |
| 5.10 | Основные выводы и рекомендации | 268 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 269 |
| | ПРИЛОЖЕНИЯ. АКТЫ. | 274 |
| | СПИСОК ИСТОЧНИКОВ | 278 |

Основные сокращения и обозначения

| | |
|----------|---|
| АСОКУ | автоматизированная система оперативного контроля и управления |
| АО | автооператор |
| АСУТП | автоматизированная система управления технологическим процессом |
| ВУ | верхний уровень |
| ГА | гидроагрегат |
| ГРАМ | групповой регулятор активной мощности |
| ГРАРМ | групповой регулятор активной и реактивной мощности |
| ГРНРМ | групповой регулятор напряжения и реактивной мощности |
| ГЭС | гидроэлектростанция |
| КПД | коэффициент полезного действия |
| ЛПР | лицо, принимающее решение |
| ОУ | объект управления |
| ПАА | противоаварийная автоматика |
| ПК | программный комплекс |
| ПЛК | программируемый логический контроллер |
| РСВ | рынок “сутки вперед” |
| РУСА | рациональное управление составом агрегатов |
| САУ | система автоматизированного управления |
| СК | синхронного компенсатор |
| СКО | среднеквадратичное отклонение |
| СО | системный оператор |
| ТП | технологический процесс |
| ХД | характерный диапазон |
| ЭВМ | электронно-вычислительная машина |
| ЭС | экспертная система |
| ЭХ | эксплуатационная (универсальная) характеристика |
| SCADA | supervisory control and data acquisition (диспетчеризация) |
| WinCC OA | Windows Control Centre Open Architecture |

Введение

Эта работа будет интересна студентам, исследователям и инженерам, работающим в области близкой к моделированию систем, проектированию, разработке, обслуживанию АСУТП, оперативному персоналу, технологам занимающимся ведением режимов на гидроэлектростанциях и, возможно, техническим специалистам промышленной автоматизации других отраслей.

В России функционируют более 180 гидроэлектростанций (ГЭС), в том числе: 15 ГЭС мощностью свыше 1000 МВт, 102 ГЭС мощностью свыше 10 МВт, две ГАЭС и др. В 2019 г. суммарно на ГЭС произведено 190,3 млрд. кВт*ч электроэнергии, что составляет 17,6% всей выработанной электроэнергии в России. [1] В составе отдельной ГЭС может функционировать до 25 гидроагрегатов (ГА). Эффективность работы ГЭС определяется эффективностью работы агрегатов. Крупнейшим энергетическим холдингом на России является ПАО «РусГидро», в состав которого входит более 60 ГЭС, производящих 82% электроэнергии всех ГЭС России. [2] Задача повышения автоматизации управления и оптимизации режима работы состава агрегатов ГЭС сформулирована в стратегических целях развития ПАО «РусГидро»: “Должно обеспечиваться повышение эффективности функционирования оборудования за счёт обоснованного снижения удельных расходов воды и электроэнергии.” [3], необходима “...реализация средств автоматического управления, обеспечивающих учёт ограничений режима работы, оптимизацию режима работы оборудования и его состава, интегрированных с системами диспетчерского и технологического управления” [4]. Система, занимающаяся оптимизацией составом агрегатов на ГЭС, получила в ПАО “РусГидро” уже исторически сложившееся наименование – система рационального управления составом агрегатов (РУСА) ГЭС, поэтому в этой работе термины рациональный и оптимальный равнозначны. Очевиден масштаб проблемы повышения эффективности и автоматизации управления агрегатами ГЭС. Значимость работы подтверждается проведением конкурсов на технико-экономическое обоснование систем РУСА (2015, 2016 гг.) [5].

Особую актуальность тема работы имеет в свете анализа причин техногенной аварии 17.08.2009 г. на Саяно-Шушенской (СШ) ГЭС. ГА №2 был оперативно выведен из резерва и стал использоваться в качестве регулятора мощности СШ ГЭС под автоматическим управлением систем регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и ГРАМ (группового регулирования активной мощности). Непосредственно перед аварией мощность ГА №2 изменялась не менее 13 раз в диапазоне от 10 до 610 МВт. При этом ГА многократно проходил запретную область регулирования работы гидротурбины. В выводах экспертов отмечено, что вероятной причиной аварии послужило сочетание недоведенной системы управления и практически исчерпанного ресурса ГА. Авария стала следствием неприятия к учету при автоматическом управлении регулирования мощности фактического состояния ГА, отсутствия четкого взаимодействия с диспетчерским управлением энергосистемы, сформулированных критериев, определяющих выбор приоритетного ГА и сроки сохранения этого приоритета при групповом регулировании мощности, индивидуального ограничения по мощности и зонам, не рекомендованным к работе. Задания по изменению нагрузки путем автоматического управления регулирования мощности не учитывали специфику, срок службы и фактическое состояние ГА. В качестве рекомендаций экспертов предлагалось обратить особое внимание на условия работы оборудования в системе оперативного управления, частоту регулирования мощности, неоптимальное распределение мощности между работающими ГА. [6,7]

Идея создания системы управляющей составом агрегатов далеко не нова, ей занимались многие учёные с середины первой половины прошлого века. Такая система должна, не нарушая течения технологического процесса, естественным образом проанализировать состояние оборудования текущего состава агрегатов, агрегатов резерва и определить какие агрегаты смогут выполнять поставленную задачу лучше. Задача выбора состава оборудования чрезвычайно сложна [8]. Комбинаторика [9] позволяет поверхностно оценить количество вариантов состава с работающими M из N агрегатов $C_N^M = \frac{N!}{M!(N-M)!}$. Таким образом для выбора 10 агрегатов из 24 необходимо проанализировать 1 961 256 различных вариантов с

учетом критериев надёжности, экономической целесообразности, эффективности составов оборудования при выполнении ограничений по заданной мощности, по резервам на загрузку и разгрузку активной мощности, равномерного распределения износа ресурсов и т.д. Ограничения должны безусловно выполняться как в установившемся режиме работы оборудования, так и во время переходных процессов.

Важно, что ключевым вызовом для отрасли России остается растущая неэффективность электроэнергетического сектора, приводящая к повышению тарифов и цен на электроэнергию для промышленных и коммерческих потребителей.[10]

Всемирная тенденция развития умных производств [11] позволила по-новому взглянуть на возможность рационального управления составом агрегатов и сформировать требования:

1. система рационального управления составом должна работать совместно (но ни в коем случае не конкурировать) с системой распределения активной мощности (ГРАМ) для того, чтобы понимать какое задание мощности будет на каждом из агрегатов выбранного состава при любом задании мощности;
2. поскольку задание плановой и внеплановой мощности может меняться ежеминутно, то и система РУСА должна реагировать в темпе процесса;
3. процесс принятия решения должен опираться не только на текущие значения, но и перспективные задания с возможностью выбора горизонта планирования;
4. необходима система способная принимать решения в условиях многокритериальной оптимизации со многими ограничениями;
5. необходимо учитывать неопределенность параметров АСУТП при оптимизации состава агрегатов.

Степень научной разработанности темы исследования

Проблема повышения эффективности автоматизации управления технологическими процессами детально развита в работах ФГБУ науки «Институт

проблем управления им. В. А. Трапезникова» Российской академии наук, ученых Бахтадзе Н.Н., Аракеляна Э.К., Гайдука А.Р., Лившица М.Ю., Рапопорта Э.Я., Лубенцова В.Ф., Путова В.В. и др.

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

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

времени принятия решения и длительности рекомендаций. Исключительно важным остается этап интеллектуализации принятия решений при управлении режимами агрегатов в условиях естественной неопределенности значений параметров в системах АСУТП. [52,12-25].

В 2011 году для описания достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП с учётом всех выше обозначенных особенностей было предложено использование функционально-ориентированных моделей. В настоящей работе [52] термин “достоверность” рассматривается как мера возможности корректного управления АСУТП, то есть такого управления, при котором ложные значения входных параметров системы не приводят к аварийным значениям управляющих сигналов. Такой подход позволяет рассматривать параметр системно (вне зависимости от длины и сложности измерительно-вычислительного канала) и формировать признак достоверности как оценку **виртуального эксперта**. Отметим, что такая постановка отлично подходит к проблеме оценивания всего гидроагрегата в целом, если переформулировать: **достоверность есть мера соответствия реального состояния агрегата эталонному, модельному**. Оптимизировать состав агрегатов можно, опираясь на знания о технологическом процессе, об объекте управления, об АСУТП и другом. Для того, чтобы исключить влияние вновь создаваемой системы на существующие, логично предположить разделить системы АСУТП непосредственного управления (САУ ГА, ГРАМ, ГРНРМ) и систему оптимизации состава агрегатов (РУСА).

Научная проблема

Потребность развития теоретических основ автоматизированного управления ГЭС на основе уточненного анализа функций и моделирования агрегатов, оптимизации оперативного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов.

Предмет исследования

Методы моделирования и реализации систем автоматизированного управления энергосберегающими режимами агрегатов ГЭС.

Объект исследования

Автоматизированные системы группового управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС.

Цель исследования

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

Задачи диссертационного исследования

1. Обоснование методологии исследования и определения эталонного состояния агрегатов на основе разработанной уточненной математической модели гидроагрегата, учитывающей основные статические характеристики (условно постоянные в период эксплуатации между ремонтами) и динамические параметры, зависящие от режима работы, изменяющиеся с течением техпроцесса и описывающие состояние агрегатов, критериев эффективности и оценок состояния.
2. Развитие теоретических положений определения эталонного состояния ГЭС на основе анализа разработанной модели системы ГРАМ ГЭС, усовершенствованной процедуры оптимизации функции распределения мощности системы ГРАМ, моделирования состояния ГЭС с учетом состояния агрегатов и использованием многокритериальной оптимизации.
3. Формализация описания автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов на основе уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы, интерфейса пользователя, возможностей конфигурирования и математического моделирования. Тестовое

сравнение разработанных моделей с теоретическими и практическими аналогами.

4. Разработка концепции интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающей методики и алгоритмы структурной оптимизации состава агрегатов, формирующие рекомендации достижения эталонного состояния ГЭС с учетом функциональных ограничений, разработанную модель системы РУСА, оценку времени реакции РУСА, обобщение результатов апробации модели РУСА на данных реальных ГЭС за продолжительный период времени, оценку длительности актуальности рекомендаций и исследования задержки принятия решения.
5. Разработка методики экономического обоснования и исследование экономической эффективности автоматизированной системы РУСА для ряда ГЭС за продолжительный период времени с учетом влияния дискретности данных, задержки принятия решения и длительности актуальности рекомендаций на суммарный экономический эффект.
6. Определение перспективных направлений развития научных исследований в области автоматизированного управления агрегатами ГЭС.

Методология и методы исследования

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

Научная новизна результатов и положения, выносимые на защиту:

1. Обоснована методология определения эталонного состояния ГА на основе разработанной уточненной математической модели гидроагрегата, учитывающей основные статические характеристики и динамические параметры, зависящие от режима работы и течения техпроцесса, критериев эффективности и оценок состояния. Разработанные модели и методы идентификации производственных процессов гидроагрегатов на основе оптимального кубического Эрмитова сплайна, в отличие от традиционных подходов, позволяют исследовать изменения технологической функции ГА за продолжительный период времени, восстанавливать функции ГА по малому числу наблюдений.
2. Развита теоретическая методология определения эталонного состояния ГЭС на основе анализа разработанной модели системы группового регулирования активной мощностью (ГРАМ) ГЭС, отличающейся усовершенствованной процедурой оптимизации функции распределения мощности системы, моделирования состояния ГЭС с учетом состояния агрегатов и использованием многокритериальной оптимизации.
3. Сформирована методология формализованного описания автоматизированной системы рационального управления составом задействованных агрегатов (РУСА) на основе уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы. Формализованные методы создания моделей системы РУСА ГЭС в отличие от существующих методов учитывают эффект повышения КПД ГЭС, минимизируют на основе функционально-ориентированных моделей технологического процесса риски нештатных ситуаций ГА, облегченно автоматизируются и адаптируются для конкретной ГЭС.

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

Практическая значимость

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

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

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

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

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

Обоснованность результатов и выводов

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

Достоверность и адекватность результатов и выводов

подтверждается согласованностью с опубликованными результатами других авторов, удовлетворительным совпадением результатов аналитических решений с результатами математического моделирования и результатами апробации на

реальных данных нескольких ГЭС, внедрением автоматизированной системы РУСА на ГЭС.

Внедрение результатов работы

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

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

Все внедрения сопровождаются соответствующими актами. (см. Приложения)

Личный вклад автора

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

Структура и краткое содержание

Работа включает введение, 5 глав, заключение и список литературы. Работа содержит 288 страниц, 108 рисунков, 36 таблиц, 27 иллюстрирующих примеров, 89 формул, список источников из 180 наименований.

Во введении проводится обзор существующих работ в области оптимизации состава агрегатов, описаны современные требования к системе РУСА.

В первой главе кратко изложены ключевые характеристики основных режимных АСУТП ГЭС, кратко приводится история развития систем, частично

выполнявших функции системы РУСА, сформулированы их недостатки и сформулирована постановка задачи вида: существует ли хотя бы один агрегат, изменение состояния которого, привело к увеличению значения обобщённого критерия РУСА, включающего в себя как составляющую эффективности, так и составляющую оценки состояния, надёжности гидроагрегата.

Глава 2 посвящена моделированию гидроагрегата: статических (условно постоянных между ремонтами) характеристик гидроагрегатов и динамических параметров, меняющихся с течением технологического процесса в реальном времени и отражающими состояние агрегата (температуры, вибрации, наработки и т.д.).

Глава 3 содержит основные теоретические положения по моделированию групповых систем управления активной мощностью, к которым отнесена и вновь создаваемая система автоматизированного рационального управления составом агрегатов. Сформулирован критерий повышения эффективности КПД ГЭС, описаны особенности методологии моделирования групповых систем регулирования ГЭС, описаны принципы построения системы рационального управления составом агрегатов на основе критерия повышения эффективности ГЭС, затем после описания вариантов многокритериального принятия решения алгоритм обобщается с учетом оценки состояния агрегатов. Приведён алгоритм принятия решений для всех возможных изменений составов агрегатов, таких как пуск, останов, переход через зону ограниченной работы: модель РУСА поочередно имитирует изменение состояния каждого агрегата и рассчитывает соответствующий потенциальный эффект ГЭС. Если больший потенциальный эффект превышает эффективность ГЭС в настоящий момент времени, формируется рекомендация на изменение состава агрегата, а разница потенциальных эффектов до и после изменения состава определяет минимальный выигрыш от системы РУСА. Проводится апробация моделей на основе данных четырёх ГЭС. В завершение главы предложен метод экономического обоснования системы РУСА на основе ранее описанного потенциального эффекта моделей РУСА за исследуемый годовой интервал.

Глава 4 описывает реализацию автоматизированной системы РУСА с учётом основных типовых требований к системам АСУТП, среди которых ключевым является функционирование модели в реальном времени технологического процесса, проводится сравнение с аналогами.

Завершающая глава 5 содержит дальнейшие направления исследований, не вошедшие в настоящую работу, однако содержащие потенциал по развитию направления оптимизации состава агрегатов, и будут интересны учёным исследователям, а также специалистам гидроэнергетики. Вместе с постановкой задачи определяется возможное направление решений. Среди особо перспективных направлений – оптимизация функции распределения мощности ГРАМ, учет реактивной нагрузки на гидроагрегаты, оптимизация числа изменений состояния – выбор и определение методики по точному определению времени выдержки рекомендации, водных ресурсов водохранилищ.

1 Характеристика АСУТП ГЭС

Активная мощность ГЭС в каждый момент определяется заданием системного оператора, учитывающим множество факторов: электрическую частоту в энергосистеме, потребление энергоресурсов, перетоки, водный режим ГЭС, и многое другое. На гидростанциях уже давно применяются системы группового регулирования активной мощностью агрегатов. Их основная задача – распределить общее задание на ГЭС по конкретным системам управления агрегатов станции и проконтролировать выполнение частных и общего заданий. Организационная структура схематично представлена на рисунке (Рисунок 1).

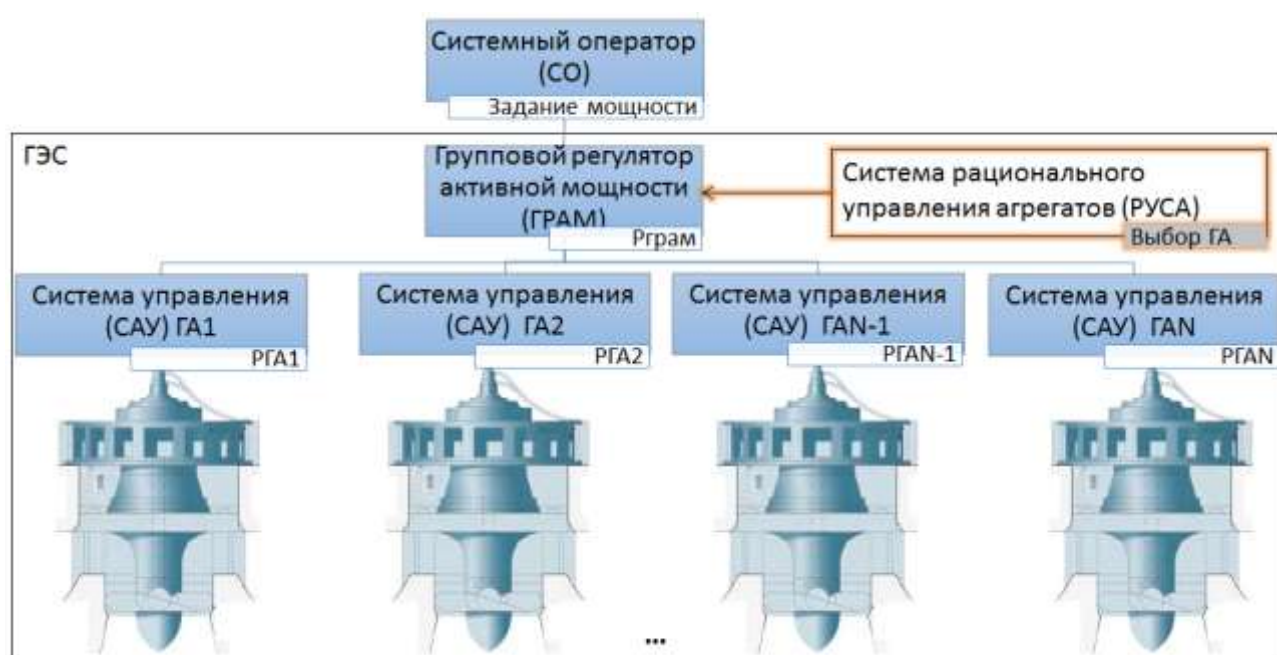


Рисунок 1 Организационная структура управления активной мощностью ГЭС

1.1 Краткое описание и состав САУ ГА

Мониторингом всех параметров занимаются САУ гидроагрегатов: они выполняют функции контроля основных параметров, обеспечивают правильность пуска/останова, регулирования, защиты каждого гидроагрегата по параметрам вибрации, температуры, электрической части агрегата, гидромеханических параметров и т.д. Соответственно в САУ ГА включают следующие подсистемы: технологической автоматики, регулятора частоты вращения и мощности, термоконтроля, виброконтроля и другие.

С 2014 г. каждая САУ ГА должна вести учет КПД, контроль за зонами работы, определёнными производителем гидротурбин, подсчитывать часы работы в режимах и зонах, число пусков/остановов, необходимых для оценки состояния агрегата. Это требование позволяет использовать новые данные для рационального управления составом агрегатов.

1.2 Функции групповых регуляторов ГЭС

В настоящий момент времени на ГЭС активно применяются системы группового управления активной мощностью (ГРАМ), выполняющие функцию распределения мощности по агрегатам, находящимся на групповом управлении. На ряде станций реализованы идентичные по принципу системы группового регулирования реактивной мощностью и напряжения.

Подсистема ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления, а также формируемым в самой системе по отклонению частоты с распределением нагрузки между агрегатами по заданному критерию с учетом ограничений рабочего диапазона нагрузок.

Функции ГРАМ [26]

1. Должна быть обеспечена возможность реализации следующих режимов:
 - 1.1. регулирование заданного уровня частоты в изолированной энергосистеме по статической или астатической характеристике;
 - 1.2. регулирование мощности ГЭС или отдельных ее частей со статизмом или без статизма по частоте в соответствии с заданиями, поступающими со станционного или вышестоящего уровней управления.
2. Распределение нагрузки между гидроагрегатами, работающими на групповом регулировании, должно производиться с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зон нежелательной работы по одному из следующих способов:
 - 2.1. по равенству мощностей или открытий направляющих аппаратов при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;

2.2. по минимуму суммарных потерь при различных энергетических характеристиках.

Принятие второго способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии натуральных энергетических характеристик, определяющих возможность повышения выработки ГЭС за счет оптимизации распределения не менее чем на 0,2%.

3. При делении ГЭС на части должно обеспечиваться групповое регулирование мощности в каждой из разделившихся частей в соответствии с требованиями энергосистемы. Должна также предусматриваться возможность автоматического регулирования или ограничения перетока мощности между секциями ГЭС.
4. При отключении агрегатов устройствами противоаварийной автоматики (ПАА) задание мощности должно автоматически уменьшаться на величину мощности отключенных агрегатов. При этом должна быть предусмотрена возможность блокирования сигнала задания мощности по отклонению частоты.
5. При частотном пуске агрегатов в генераторный режим задание мощности должно автоматически увеличиваться на сумму мощностей пускаемых агрегатов. Должна быть предусмотрена возможность ступенчатого изменения задания мощности на (или до) заранее определенную величину по дискретным сигналам системной автоматики.
6. Суммарная мощность ГЭС должна поддерживаться неизменной после ручного или автоматического подключения (отключения) работающего под нагрузкой агрегата к системе ГРАМ (от системы ГРАМ), при пуске (останове) агрегата, при выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) синхронного компенсатора.
7. Должна быть предусмотрена возможность ввода ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС, а также возможность автоматического снятия ограничений по приоритетным сигналам системной автоматики.

Самая распространённая в настоящее время функция распределения мощности – равенство мощностей.

1.3 Постановка задачи системы РУСА

Развитие идеи рационального управления составом агрегатов можно достаточно легко отследить с 1930х годов, когда появились первые дискретные и аналоговые устройства, предназначенные для распределения нагрузки. [8,27,28]] Затем появились цифровые ЭВМ и библиотеки алгоритмов, образующие, так называемый, программный комплекс автооператор (АО).

Основные задачи автооператора формулировались следующим образом [29]:

1. Число агрегатов должно соответствовать наименьшему расходу воды при заданной активной мощности ГЭС с учётом линий ограничений по турбине и генератору. При снижении мощности ГЭС «лишние» агрегаты должны немедленно останавливаться.
2. Включение и отключение гидроагрегатов как в генераторном режиме, так и режиме СК должно производиться при условии поддержания заданного уровня напряжения на шинах станции.
3. При аварийном отключении одного из работающих агрегатов автооператор должен немедленно послать импульс на пуск одного или нескольких агрегатов.
4. Порядок включения или отключения агрегатов устанавливается дежурным персоналом станции и может быть любым.
5. Выходные цепи автооператора должны использоваться для телеуправления числом работающих агрегатов и для отправки команды частотного пуска.
6. Автооператор должен вносить поправки в работу систем группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и реактивной мощности (ГРНРМ) в зависимости от количества агрегатов.
7. Автооператор должен обеспечивать заданную величину вращающего резерва.
8. Автооператор должен поддерживать минимальное заданное число агрегатов.
9. В автооператоре должна быть предусмотрена отстройка от частых пусков и остановок агрегатов.

При этом закладывались следующие допущения:

- все гидроагрегаты имеют одинаковые энергетические характеристики;
- распределение активной мощности между работающими машинами осуществляется поровну;
- реактивная нагрузка распределяется между агрегатами, работающими как в групповом режиме, так и в режиме синхронного компенсатора поровну, на основе статического уравнивания по току или напряжению ротора.

Опыт эксплуатации автооператора на нескольких ГЭС выявил существенные недостатки в их работе. Один из них был связан со сложностью реализации автооператором вышеперечисленных функций на базе существующих в 1960-е годы автоматических устройств. Другой определялся невозможностью внесения изменений в алгоритмы автооператора, что не позволяло гибко конфигурировать программы его действий в соответствии с изменениями ситуаций на самой ГЭС и в энергосистеме, а именно:

1. Отсутствие учёта 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 состава, которая в автооператоре не была предусмотрена.
2. 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 существуют также и зоны нежелательной (а иногда и недопустимой) работы гидротурбины по условиям кавитации.
3. Отсутствие адекватного реагирования по каналам плановой и внеплановой мощности ГЭС.[29, 27, 28]

В настоящее время ситуация существенно изменилась:

1. Во-первых, современный уровень развития вычислительной техники и информационных технологий позволяет решать сложные задачи с

необходимой точностью, позволяет изменять алгоритмы, учитывая особенности каждой станции, каждого гидроагрегата.

2. Во-вторых, за последние годы практически все ГЭС были оснащены цифровыми регуляторами активной и (иногда) реактивной мощности, функция которых заключается в перераспределении задания мощности от системного оператора между агрегатами группового управления ГЭС и осуществлении контроля за исполнением этого задания.
3. В-третьих, ещё одним положительным шагом стало повсеместное внедрение счётчиков КПД, расхода, наработок в различных режимах эксплуатации ГА, количества пусков-остановов, переходов через зоны ограниченной (нежелательной или запрещённой) работы, которые могут быть использованы для оценивания состояния агрегата.
4. В-четвертых, проводится с 2017 года программа по внедрению на гидроэлектростанциях функций автоматического приёма планового графика и диспетчерских команд в системе ГРАМ, и автоматического их исполнения, что концентрирует и повышает актуальность основных компонентов задания активной мощности внутри одной системы - ГРАМ.

Приведём фрагмент технических требований к ещё не существующей системе РУСА:

“Система РУСА должна быть реализована в составе ВУ АСУТП (системе диспетчеризации), либо в виде дополнительной функции (алгоритма) в существующих системах ГРАМ/ГРАРМ.

Система РУСА должна предусматривать два режима работы:

- в качестве «советчика» для выдачи рекомендаций оперативному персоналу гидроэлектростанции по оптимальному составу и режимам работы оборудования ГЭС;
- в автоматическом режиме с возможностью выдачи управляющих воздействий.

- Выбор режима работы РУСА должен выполняться на аппаратном уровне (переключателем, кнопкой и т.д.).

Алгоритмы выбора состава работающих агрегатов должны обеспечивать:

- определение, с учётом режимных заданий системы группового регулирования активной мощности, стационарных номеров гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме, и значений их нагрузок;
- расчёт прогнозного КПД на период последующих суток по станции в целом для фактического состава работающих гидроагрегатов, расчет фактического КПД, а также их сравнение;
- формирование и выдачу рекомендаций оперативному персоналу по изменению режимов работы оборудования при расхождениях между фактическим и оптимальным составами оборудования;
- возможность ввода персоналом технологических и оперативных ограничений на режимы работы оборудования с выдачей информации о степени экономичности данного состава по сравнению с оптимальным;
- учёт ремонтного и аварийного состояния управляемых гидроагрегатов и оборудования по сигнализации, получаемой от локальных САУ через технологическую сеть передачи данных;
- учёт гидроагрегатов, находящихся в противоаварийном управлении;
- формирование и передачу средствами технологической сети передачи данных матрицы режимов работы гидроагрегатов в систему ГРАМ/ГРАРМ (группового регулирования активной и реактивной мощности);
- контроль за исполнением команд на изменение состава и режимов работающего оборудования с формированием сигнализации персоналу по фактам невыполнения команд системой ГРАМ/ГРАРМ;
- полную блокировку действия РУСА по командам оперативного персонала или по сигналам от внешних устройств;
- ручное восстановление функционирования РУСА после блокировки.

Для выполнения заданных функций, алгоритмы системы РУСА путём расчёта или получения из технологической базы данных АСУТП должны использовать следующие параметры:

- коэффициенты полезного действия гидроагрегатов;
- энергетические характеристики гидроагрегатов и существующие постоянные или временные технологические ограничения на работу в различных режимах;
- данные счётчиков машиночасов наработки гидроагрегатов в стационарном и нестационарном режимах*;
- учёт часов работы гидроагрегатов в зонах ограничения по времени*;
- учёт количества переходов через зоны запрещённой работы*;
- количество пуско-остановов за заданный интервал времени;
- фактическое состояние каждой из управляемых единиц оборудования (аварийные/предупредительные сигналы, состояния в работе/ремонте/резерве, наличие технологических ограничений);
- значения напора и расходов воды (при наличии) через гидроагрегаты;
- суточный график нагрузки ГЭС;
- суммарный резерв ГЭС на загрузку/разгрузку по активной мощности;
- задание внеплановой мощности;
- диаграммы допустимых режимов гидрогенераторов (P/Q диаграммы).

В качестве критерия оптимальности выбора состава и режимов работы оборудования в заданных режимных и технологических ограничениях должен быть принят максимальный коэффициент полезного действия станции в целом (при определении состава гидроагрегатов). При получении в соответствии с алгоритмом определения двух и более различных вариантов состава оборудования, идентичных с точки зрения критерия оптимальности, система должна обеспечить выбор варианта, наиболее предпочтительного с точки зрения равномерной интенсивности загрузки и снижения ресурса оборудования, в том числе с учётом количества пусков-остановов.

Система РУСА должна обеспечивать возможность перевода в автоматизированный режим управления, в котором исполнение команд по изменению состава и режимов работы оборудования производится после получения подтверждения сформированных рекомендаций от оперативного персонала.”

В рамках исследования, проводимого в группе компаний “СМС Автоматизация”, осуществляется моделирование и поиск решения для автоматизации процесса выбора агрегатов по различным критериям. В этой работе производится поиск удовлетворительного основного критерия для системы РУСА – критерия увеличения коэффициента полезного действия гидроэлектростанции. Сам термин “рациональное управление” трактуется достаточно широко, в основном под ним понимается выбор решения, осуществляемого на основе сравнения и/или многокритериального анализа. Традиционно задачу управления составом агрегатов можно упрощённо сформулировать следующим образом: пусть на ГЭС имеется N гидроагрегатов (ГА), необходимо в каждый момент времени определить какие именно агрегаты должны быть включены в технологический процесс для обеспечения заданной плановой и внеплановой активной мощности и выработки. Плановая мощность формируется на двое суток вперед.



Рисунок 2 Влияние состава ГА на мощность ГЭС. Влияние задания мощности на состав ГА

При этом формулируются 2 группы критериев:

1. увеличение эффективности (КПД) ГЭС,

2. минимизация рисков аварийных ситуаций за счёт учёта текущего состояния агрегатов: термоконтроля, виброконтроля, контроля за состоянием гидравлических и механических защит и т.д., включая контроль за равномерным расходом ресурса агрегатов, поддержание равного числа часов работы, пусков/остановов за некоторый период и прочего.

Кроме того, к системе РУСА выдвигаются следующие требования:

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

Обозначив $\eta_{ГЭС}(t)$ – функция КПД ГЭС из N агрегатов, $\eta_{ГAi}(t)$ – функция КПД ГА от времени, $k_i(t)$ – режим работы агрегата (0 – не работает, 1 – работает, зона для многозонных агрегатов), аналогично, обозначив оценку здоровья ГЭС в виде функции $H_{ГЭС}(t)$, а оценку здоровья агрегатов – $H_{ГAi}(t)$, математически записать критерий эффективности и критерий здоровья ГЭС можно в следующем виде:

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

Задачу можно сформулировать: определить функции режимов работы агрегатов таким образом, чтобы эффективность ГЭС и оценка здоровья ГЭС были максимальными.

Эквивалентную запись можно сделать, перейдя к потенциальным потерям $D_{\Gamma Ai}^{\exists}$, $D_{\Gamma Ai}^H$ - потенциальные потери для i -го агрегата ГЭС по эффективности и здоровью

$$\begin{cases} \int_{T_0}^T \sum_{i=1}^N k_i(t) * D_{\Gamma Ai}^{\exists}(t) dt \rightarrow \min \\ \int_{T_0}^T \sum_{i=1}^N k_i(t) * D_{\Gamma Ai}^H(t) dt \rightarrow \min \end{cases}$$

При этом необходимо выполнить ограничения:

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

, где $P_{\Gamma \text{ЭС}}$ – фактическая активная мощность ГЭС, $P_{\Gamma \text{ЭС}}^{\exists}$ – заданная активная мощность ГЭС от системного оператора, включающее в себя плановую, внеплановую и другие составляющие, Δ_p - отклонение фактической мощности от величины группового задания не должно превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на $\pm 1\%$ номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов, но не более 9 МВт (на основе технических требований ГРАМ и ГРНРМ), $D_{\Gamma \text{ЭС}}$ – регулировочный диапазон ГЭС, получаемый на основе разницы верхней $P_{\Gamma \text{ЭС}}^{\max}$ и нижней $P_{\Gamma \text{ЭС}}^{\min}$ границы диапазона регулирования активной мощности ГЭС, $P_{\Gamma Ai}^{\max}$, $P_{\Gamma Ai}^{\min}$ – границы регулировочного диапазона i -го агрегата ГЭС, $D_{\Gamma \text{ЭС}}^{\exists}$ – заданный СО (заявленный ГЭС) диапазон регулирования

мощности, E^3 – заданная выработка электроэнергии, Δ_e – допустимое отклонение выработки электроэнергии (ка правило имеют дискретность в 30 минут).

Последнее ограничение позволяет рассматривать задачу рационального управления следующим образом:

Существует ли хотя бы один агрегат, изменение состояние которого, привело бы к увеличению значения обобщённого критерия РУСА, включающего в себя как экономическую составляющую, так и составляющую оценки состояния, надёжности гидроагрегата.

При такой постановке задачи следует обратить внимание на преимущество работы агрегата в группе по сравнению с агрегатом на индивидуальном управлении – это предсказуемое задание мощности. Таким образом, если предположить (в настоящее время это не всегда так), что пуск агрегата должен осуществляться в групповой режим, то поскольку общее задание на ГЭС не изменяется, то известно, как перераспределится задание между агрегатами в группе, соответственно, будет известно значение расхода и КПД агрегатов после изменения состава. С остановом агрегата аналогично. Следовательно, систему РУСА целесообразно реализовать как дополнение систем группового регулирования.

Действительно, поиск абсолютного максимума может спровоцировать частое изменение агрегатов, поскольку в виду разных эксплуатационных характеристик агрегатов ГЭС, каждый из них может достигать максимума на разных заданиях мощности, при разных напорах. В свою очередь это означает, что незначительное изменение задания или напора может сформировать предпочтение другому агрегату. Соответственно, потребуются один агрегат остановить, другой пустить. А это уже 2 изменения состава агрегатов. При этом необходимо помнить о переходных процессах, пуск сопровождается дополнительными пусковыми расходами воды, останов может длиться до 10 минут, и во время этих переходных процессов необходимо поддерживать как заданную выработку мощности, так и обеспечивать диапазоны регулирования и выполнять другие ограничения.

Кроме того, возможна ситуация, когда максимальный эффект может быть достигнут полной сменой работающего оборудования, то есть все работающие

агрегаты должны быть остановлены, а другие, из остановленных, пущены. Это означает необходимость продумывать и просчитывать последовательность перехода из текущего состояния к оптимальному. Такая смена работающих агрегатов приведёт к необоснованному увеличению числа изменения состояний ГЭС, а учитывая возможность быстрого и значительного изменения задания можно сделать вывод, что такие рекомендации могут быть частыми и, следовательно, вредными.

Ещё один недостаток выбора абсолютного максимума – чаще будут работать агрегаты более эффективные в данных условиях (на данном напоре), как следствие повысится износ именно этих более эффективных агрегатов.

В этой работе предлагается планомерная последовательная оптимизация состава всегда опирающаяся на текущее состояние агрегатов и на систему ГРАМ. При этом система ГРАМ занимается распределением мощности, а система РУСА анализирует возможность оптимизации критериев эффективности или оценки состояния ГА и осуществляет рекомендацию по однократному изменению ГА.

2 Моделирование гидроагрегата

Информационная модель гидроагрегата $M_{ГА}$ состоит из двух частей:

- Модель основных характеристик гидроагрегата M_I – описание основных зависимостей для ключевых компонентов агрегата, выданных заводом производителем компонента: турбины и генератора. К таким зависимостям относятся
 - расходная характеристика турбины – зависимость расхода воды через турбину от напора и мощности (активной или на валу турбины);
 - характеристика генератора – зависимость КПД генератора от активной мощности;
 - эксплуатационная (универсальная) характеристика турбины – зависимость КПД от напора и мощности (активной или на валу турбины), включая описание ограничений по мощности (активной или на валу турбины) – рабочей зоны эксплуатации турбины.
- Модель динамических параметров ГА M_D – описание основных параметров гидроагрегата с точки зрения объекта контроля и управления, определение закономерностей изменения этих параметров в реальном времени работы агрегата в зависимости от режимов работы, включая описание регулирования агрегатом от системы группового регулирования.

$$M_{ГА} = \{M_I, M_D\} \quad (3)$$

Глава построена следующим образом: параграфы 2.1-2.4 посвящены описанию модели основных характеристик гидроагрегата M_I и предложению по расчету потенциальной эффективности гидроагрегата на их основе для использования в алгоритмах оптимизации системы РУСА по критерию повышения эффективности оборудования. Параграфы 2.5, 2.6 и 2.6 содержат предлагаемое описание динамически изменяющихся параметров системы M_D для описания процесса регулирования агрегатом и для определения состояния агрегата для использования в алгоритмах оптимизации системы РУСА по критерию

“минимизация рисков аварийных ситуаций за счёт учёта текущего состояния агрегатов: термоконтроля, виброконтроля, контроля за состоянием гидравлических и механических защит и т.д., включая контроль за равномерным расходом ресурса агрегатов, поддержание равного числа часов работы, пусков/остановов за некоторый период и прочего”.

2.1 Описание основных характеристик ГА

Гидравлическая турбина преобразует энергию водного потока в механическую энергию вращения её рабочего колеса. Эта энергия преобразуется гидрогенератором в электрическую. Водный поток ограничивается направляющим аппаратом [30]:

$$P = \rho * g * h * Q * \eta_{тур} * \eta_{ген} \quad (4)$$

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

Для поворотно-лопастных и радиально осевых турбин [31] типичная расходная характеристика представлена ниже (см. Рисунок 3): каждая линия соответствует определённому напору 6, 10, 15 метров. Рисунок 4 иллюстрирует пример эксплуатационной характеристики турбины, определяющей зависимость КПД от напора и мощности, зависимость КПД генератора от активной мощности отражена ниже (см. Рисунок 5). Построив срез по характеристике турбины для одного напора, получим график вида (Рисунок 6).

Рисунок 6 наглядно демонстрирует, что увеличение мощности относительно текущей точки приведёт к меньшему увеличению расхода воды через агрегат, что в свою очередь повлечет увеличение эффективности (КПД) агрегата. Приращение мощности по отношению к приращению расхода определяет коэффициент полезного действия турбины.

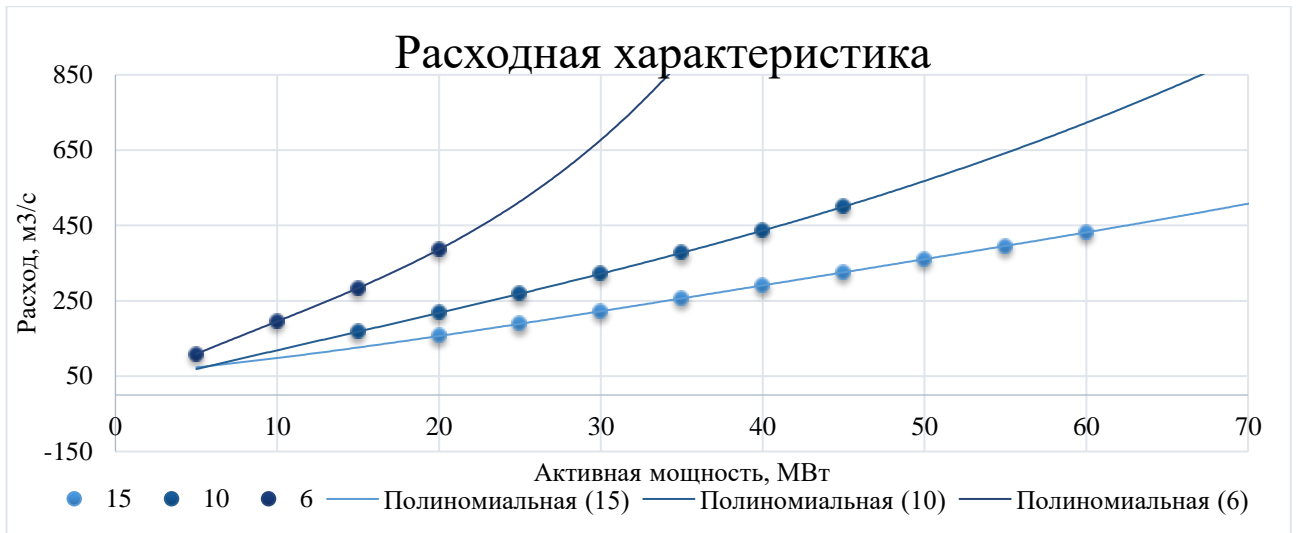


Рисунок 3 Пример расходной характеристики ГА

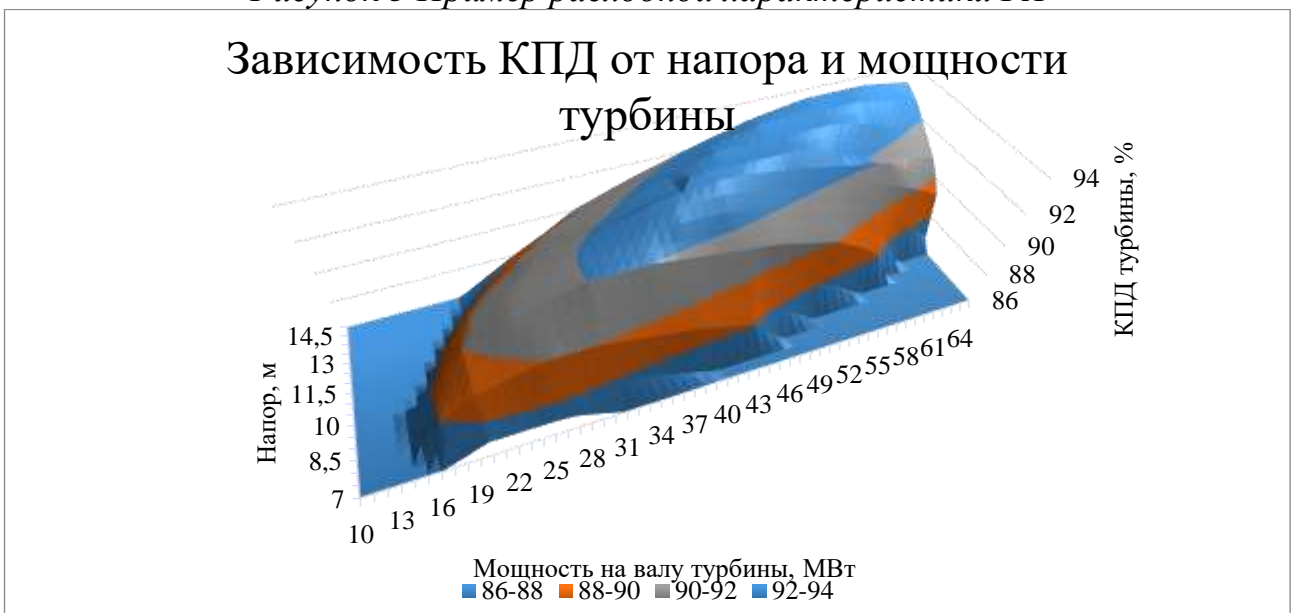


Рисунок 4 Пример универсальной эксплуатационной характеристики ГА

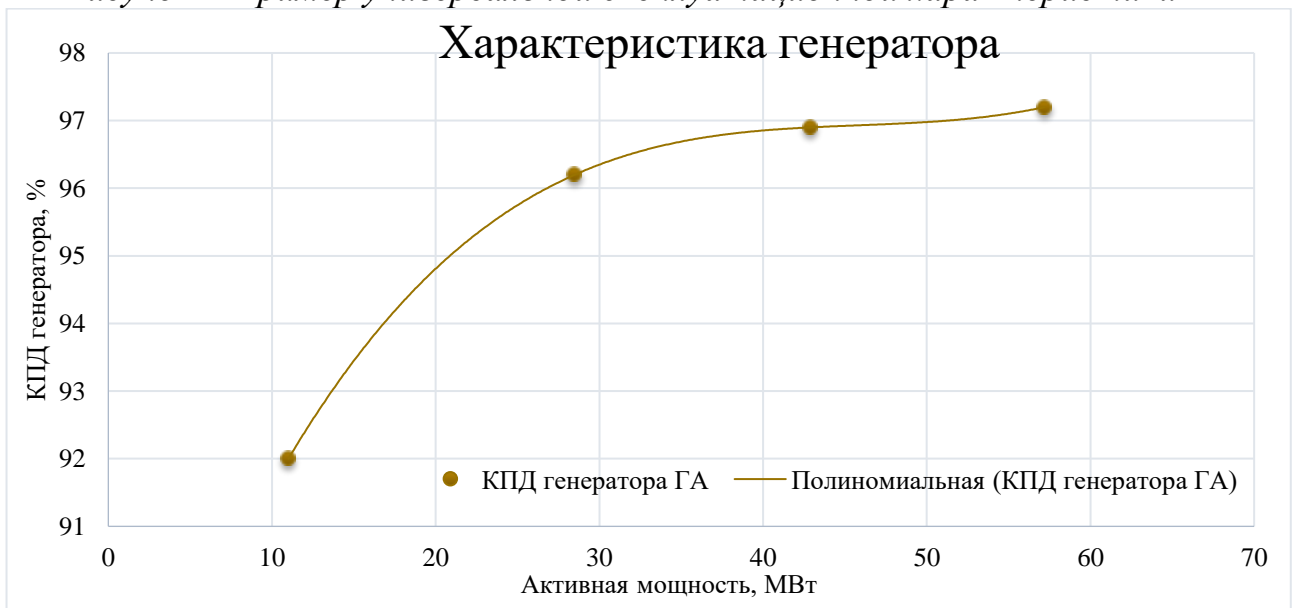


Рисунок 5 Пример характеристики генератора ГА

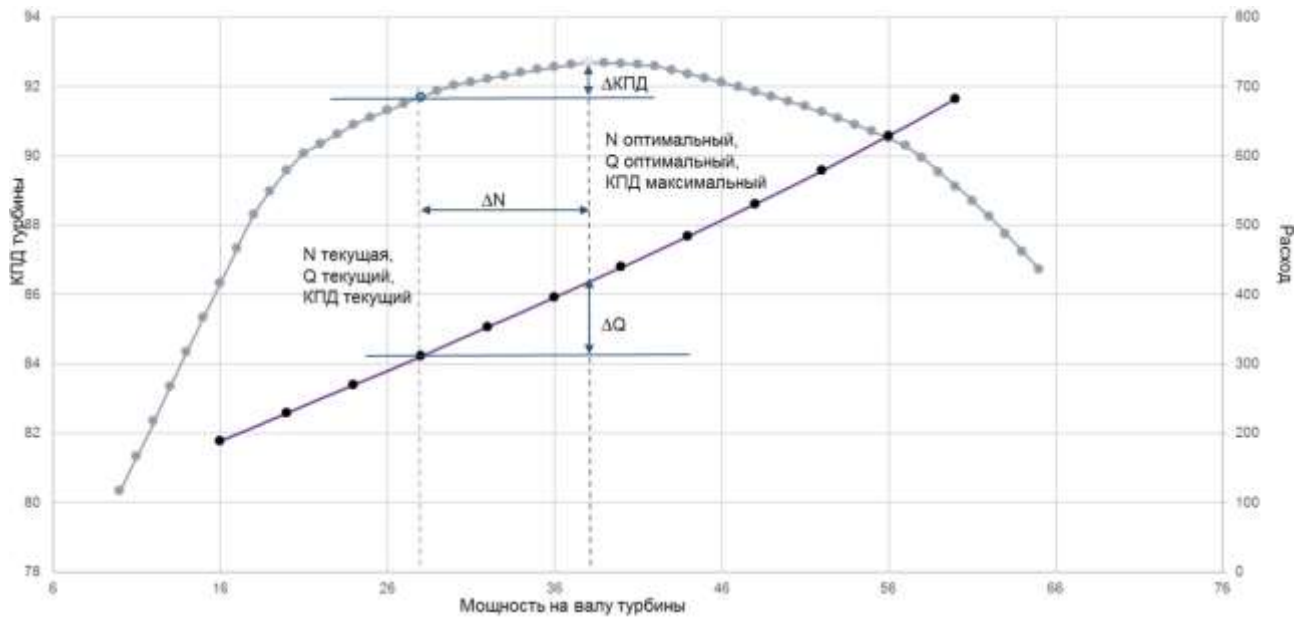


Рисунок 6 Иллюстрация характеристик ГА при постоянном напоре

2.2 Моделирование основных характеристик ГА

Основные характеристики гидроагрегата – это условно постоянные зависимости КПД турбины от напора и мощности, расхода от напора и мощности, КПД генератора от мощности. Основные характеристики выдаются заводом изготовителем оборудования и на практике редко подвергаются перерасчету.

Основной проблемой моделирования характеристик КПД гидроагрегата является то, что нет актуальных цифровых данных по каждому агрегату, характеризующих точный расход через турбину, коэффициент полезного действия турбины, коэффициент полезного действия генератора, их (характеристик) изменения с течением эксплуатации, с учётом износа, усталости материалов и т.д.

Расход на каждый агрегат зачастую измеряется только косвенно, по датчикам перепада давления в спиральной камере, по расходным характеристикам от производителя турбины, актуальной на момент производства турбины и, возможно, на первое время эксплуатации турбины. Пуск первых агрегатов крупных ГЭС состоялся в середине 20-го века, начиная с 40х (Угличская – 1940, Рыбинская – 1941 год)-50х годов (Камская -1954, Жигулёвская - 1955, Нижегородская -1955, Волжская – 1958), также активно велось строительство ГЭС по 1980е годы.[32] То есть это почти 40 лет назад. Эксплуатационные характеристики, оставшиеся с того

времени, хранятся в неоцифрованном – аналоговом виде: фотографии, сканированная или распечатанная копия проектной документации.

Даже для агрегатов с одинаковым типом основного оборудования: турбины и генератора с идентичными эксплуатационными характеристиками, различие КПД может достигать 0,5 – 1,5 % [28,27,33,34].

Уточнение характеристик осуществляется на выборочных агрегатах натурными испытаниями. Периодичность таких испытаний исчисляется годами, или даже десятилетиями, в этой связи говорить об абсолютной точности исходной эксплуатационной характеристики нельзя. Однако этот аргумент позволяет аппроксимировать функции для решения задачи рационального управления достаточно приближённо – нет необходимости добиваться точности больше, чем в 0,01%.

И все же несмотря на

1. неточность исходных эксплуатационных характеристик (приближённость оцифровки в том числе)
2. неопределённость, обусловленную изменением характеристик со временем эксплуатации, а также индивидуальностью каждого агрегата, эксплуатационные характеристики позволяют достаточно точно описать эталонное поведение агрегата, на которое можно ориентироваться при решении задачи рационального управления составом агрегатов ГЭС. Тем более, что именно они и используются в качестве моделей в системах группового регулирования и регулирования агрегата.

Начиная с 2014 года на всех ГЭС, задача расчёта КПД турбины и генератора – типовая задача, решаемая средствами систем автоматического управления. И со временем предполагается, что появятся требования к точности вычислений КПД, инструментарий для внесения корректировок в режиме эксплуатации.

Достаточно очевидная взаимосвязь, КПД определяет качество работы гидроагрегата, эффективность расхода энергоресурса (в данном случае – воды), которая в свою очередь легко преобразуется в эквивалент энергии и потенциальной

дополнительной финансовой выгоды для ГЭС. Таким образом, важность показателей расхода, КПД турбины, КПД агрегатов сложно переоценить.

Существуют работы, где предлагается описывать эксплуатационную характеристику как двухпараметрический полином от напора и мощности [28, 35], однако на практике такое описание становится неудобным, поскольку, для корректировки одной точки следует провести перерасчёт и изменить коэффициенты на всем диапазоне переменных. В этой связи чаще на практике используют упрощённые линейные или полиномиальные аппроксимирующие функции по нескольким фиксированным напорам. Для промежуточных значений напора используют также аппроксимацию от соседних точек. Такой способ более нагляден и предпочтителен для изменения характеристик непосредственно в режиме эксплуатации гидроагрегатов. Недостаток такого способа достаточно очевиден – это требование значительных ресурсов по памяти, для хранения табличных форм или коэффициентов. Однако при современных тенденциях и скорости роста производительных мощностей систем автоматизации, а также исходя из практической полезности и наглядности методов аппроксимации, представляется несущественность указанного недостатка. К примеру, достаточно подробная расходная характеристика одного агрегата ГЭС-1 описывается матрицей размерности $|41 \times 91| = 3731$ вещественное значение. То есть для хранения такой характеристики в контроллере ГРАМ необходимо минимум 15кБ памяти, а таких характеристик по одному агрегату несколько, да и агрегатов на ГЭС, где используется система регулирования активной мощности больше 3. Для сравнения ПЛК Siemens S7 CPU 412H содержит всего 512кБ памяти для всех данных необходимых для расчета показателей и оперативного регулирования мощностью ГЭС.

Итак, необходимо описать информационную модель каждого агрегата ГЭС, идентичную той, что реализована в системе ГРАМ. Модель должна по данным о напоре и мощности рассчитать расход по расходной характеристике гидроагрегата, КПД генератора, КПД турбины и ограничения мощности по универсальной эксплуатационной характеристике. [36, 37]

2.2.1 Табличное моделирование характеристик агрегата

Эксплуатационная или расходная характеристика задается в виде таблицы:

$$\begin{matrix} P_j \\ h_i \quad \eta_{i,j} \end{matrix} \quad (5)$$

где P_j – активная мощность агрегата, $j=1..m$ – число срезов активной мощности во всем диапазоне эксплуатации агрегата, h_i – напор, $i=1..n$ – число срезов напора во всем диапазоне эксплуатации агрегата.

КПД в произвольной точке x,y : $i-1 < x < i$, $j-1 < y < j$ определяется одним из вариантов:

1. Линейная аппроксимация

$$\eta_{i,y} = \frac{(P_y - P_{i,j-1})(\eta_{i,j} - \eta_{i,j-1})}{P_{i,j} - P_{i,j-1}} + \eta_{i,j-1} \quad (6)$$

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

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

Пример 1: Приведем фрагмент табличного задания расходной характеристики агрегата

Таблица 1 Пример табличного задания расходной характеристики агрегата

| Напор, м \ Мощность, МВт | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|
| 8 | 377 | 402 | 442 | 506 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8,1 | 370 | 393 | 425 | 472 | 546 | 0 | 0 | 0 |
| 8,2 | 364 | 385 | 412 | 451 | 506 | 0 | 0 | 0 |
| 8,3 | 358 | 378 | 403 | 436 | 481 | 548 | 0 | 0 |
| 8,4 | 352 | 372 | 396 | 423 | 458 | 510 | 0 | 0 |

0 обозначает выход за допустимый диапазон эксплуатации.

Так если по (6) расход для мощности 27,5 МВт и напора 8,15 м получим

$$Q_{i,y} = \frac{(27,5 - 27)(451 - 412)}{28 - 27} + 412 = 431,5$$

$$Q_{i-1,y} = \frac{(27,5 - 27)(472 - 425)}{28 - 27} + 425 = 448,5$$

$$Q_{x,y} = \frac{(8,15 - 8,10)(431,5 - 448,5)}{8,2 - 8,1} + 448,5 = 440$$

2. Метод обратного наименьшему расстоянию

Метод обратного наименьшему расстоянию известен давно и успешно применяется для интерполяции различных функций (38,39,40)

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

где

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

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

2.2.2 Полиномиальная аппроксимация характеристик агрегата

Идея полиномиальной аппроксимации проста – описать поведение функции КПД, заданной (5) при каждом напоре в виде полинома:

$$\eta_{i,y} = f(h_i = const, P_y) = \eta_{hi}(P_y) = \sum_{j=0}^K b_{ij} * P_y^j, \quad (9)$$

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

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

Значение функции в точке (x,y) вычисляется по формулам (7) или (8).

Пример 2:

Приведем описание эксплуатационной характеристики агрегата (Рисунок 7) при помощи полиномов (Рисунок 8), коэффициенты полиномов приведены в таблице (Таблица 2).

При таком описании в основном получается добиться коэффициента достоверности аппроксимации $R^2 = 0,999 - 0,9999$, в приведенном примере наихудший $R^2_{h=13m} = 0,997286$.

Если внимательно проанализировать все полиномы, то выяснится, что при общем неплохом описании присутствуют неточности, при этом эти ошибки, как правило, находятся в середине диапазона аппроксимации, и, следовательно, в середине рабочей зоны эксплуатационной характеристики, но что еще более важно - они находятся вблизи зоны максимального КПД, к которой необходимо устремлять основную работу агрегата. Кроме того, ошибки описания определенного i -го напора провоцирует ошибки во всех значениях для напоров $i+1$ и $i-1$ из-за специфики расчета (7) или (8), что приведет к деформации поверхности описания эксплуатационной характеристики и искажению расчетов.

Обозначенная проблема зачастую решается заменой проблемного полинома на кусочно-линейную аппроксимацию (6).

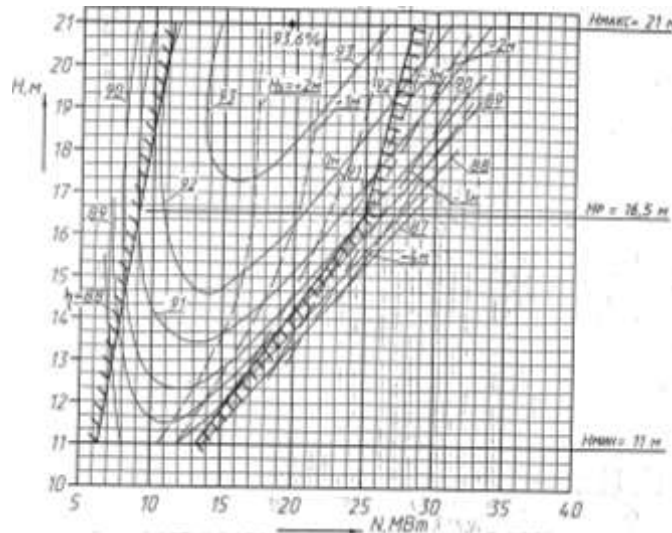


Рисунок 7 Эксплуатационная характеристика ГА

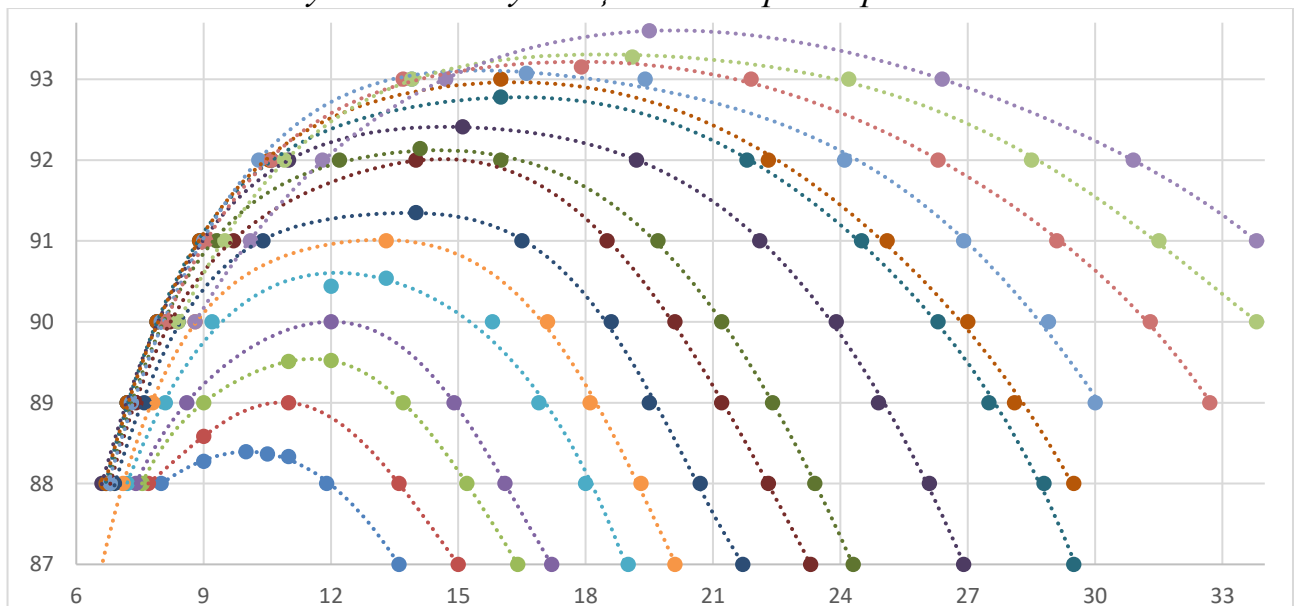


Рисунок 8 Полиномиальное описание ЭХ ГА

Таблица 2 коэффициентов полиномов описания ЭХ

| $\square \square$ | b_{i0} | b_{i1} | b_{i2} | b_{i3} | b_{i4} | b_{i5} | b_{i6} |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 11 | -245,0470275 | 163,273572 | -31,95692751 | 3,115374657 | -0,150795515 | 0,002889654 | 0 |
| 11,5 | 111,2360228 | -10,66993061 | 1,678277375 | -0,107087002 | 0,002362848 | 0 | 0 |
| 12 | -235,3768171 | 166,5204299 | -35,55180883 | 4,018592073 | -0,25249992 | 0,008345105 | -0,000113432 |
| 12,3 | 16,1363815 | 29,15821373 | -4,792192507 | 0,402108599 | -0,016868092 | 0,000277191 | 0 |
| 13 | 269,6587552 | -105,2474931 | 23,95994068 | -2,770630161 | 0,173747052 | -0,005638013 | 0,0000741544672 |
| 13,4 | 60,957391031787 | 1,985758108787 | 1,533146934274 | -0,321769335453 | 0,026331579360 | -0,000993700718 | 0,000014285442 |
| 14 | 53,135954590773 | 7,782636806076 | -0,030372908621 | -0,112361557651 | 0,011437891284 | -0,000456253427 | 0,000006575680 |
| 14,6 | 38,382570977629 | 16,742965694756 | -2,145110520688 | 0,139149765058 | -0,004487177738 | 0,000056125987 | 0,000000000000 |
| 15 | 30,348824836477 | 20,248290421830 | -2,769074181312 | 0,199609227636 | -0,007873758294 | 0,000159000117 | -0,000001293071 |
| 16 | 46,449501144041 | 13,496217103511 | -1,648895513349 | 0,106941082976 | -0,003857513750 | 0,000073128136 | -0,000000583631 |
| 17 | 33,528077096701 | 18,784026055908 | -2,515504203375 | 0,179779763751 | -0,007148283528 | 0,000148917352 | -0,000001274886 |
| 17,3 | 42,251417883801 | 15,142376171890 | -1,924053384104 | 0,131567054825 | -0,005034255503 | 0,000101128264 | -0,000000835954 |
| 18 | 37,375352470160 | 16,994368263658 | -2,224332912485 | 0,157671869760 | -0,006285286589 | 0,000132089165 | -0,000001141446 |
| 19 | 47,356829909025 | 12,631818093237 | -1,478666489381 | 0,093078679406 | -0,003279314100 | 0,000060710338 | -0,000000462301 |
| 20 | 59,717324524840 | 7,605473321214 | -0,708578745350 | 0,034358116339 | -0,000892694295 | 0,000011312177 | -0,000000052247 |
| 21 | 74,280061213650 | 3,050499468119 | -0,187619577810 | 0,005747345075 | -0,000089067676 | 0,000000504981 | 0,000000000000 |

2.2.3 Непрерывные многомерные аппроксимации

Рассмотрим эффективные методы аппроксимации сложных функций, отличающихся быстродействием, а также высокой точностью приближения. [41] Например, с помощью оптимальных сплайн-функций [42] или нейронных сетей на основе радиально базисных функций [43]. Первый способ обладает высоким быстродействием, второй – оптимально приспособливается к специфике аппроксимируемой функции.

Область приложения современной теории сплайнов достаточно широка. Сплайн-функции обычно используются в задачах интерполяции дискретно заданных функций или для сглаживания погрешностей измерения в экспериментальных зависимостях. В частности, оптимальные параболические сплайны успешно использовались для приближения характеристик компрессоров и турбин реактивных газотурбинных двигателей [42].

Эксплуатационные характеристики обычно строятся по результатам натуральных испытаний. Формируемые зависимости имеют сложный специфический вид, зависящий от многих факторов и в первую очередь от типа и мощности турбины.

По этой причине для построения модели эксплуатационной характеристики гидроагрегата пригодна не всякая аппроксимирующая функция.

2.2.3.1 Оптимальный кубический Эрмитов сплайн

Как показали исследования, в классе сплайн-функций наиболее подходящими являются кубические Эрмитовы сплайны.

Эрмитов кубический сплайн выгодно отличается тем, что он в узловых точках имеет два набора условий. Условия прохождения сплайна через узловые точки известны из постановки задачи. Что же касается задания первых производных функции в узлах интерполяции, то их можно использовать для деформации графика функции с целью получения приемлемого вида аппроксимирующей зависимости. Нейронные сети обладают хорошей способностью экстраполировать функцию в тех местах, где отсутствует объективная информация.

Пусть значения функции заданы на интерполяционной сетке $a = 0 < 1 < 2 < \dots < n = b$ и значения их производных

$$\begin{aligned} y_0 = f(0), y_1 = f(1), \dots, y_n = f(n) \\ y'_0 = f'(0), y'_1 = f'(1), \dots, y'_n = f'(n) \end{aligned} \quad (10)$$

Предложенная целочисленная интерполяционная сетка упрощает ввод формул и не влияет на общность результата. От целочисленной сетки легко перейти к произвольной посредством линейных преобразований.

Рассмотрим Эрмитов кубический сплайн в следующем виде:

$$S_y(x) = \begin{cases} y_0 + u_0x + C_0x^2 + D_0x^3, & x \in (-\infty, 0]; \\ y_1 + u_1(x-1) + C_1(x-1)^2 + D_1(x-1)^3, & x \in (0, 1]; \\ \dots \\ y_{n-1} + u_{n-1}(x-n+1) + C_{n-1}(x-n+1)^2 + D_{n-1}(x-n+1)^3, & x \in (n-1, \infty]. \end{cases} \quad (11)$$

Для k -го отрезка Эрмитова кубического сплайна

$$S_y^{(k)}(x) = y_k + u_k(x-k) + C_k(x-k)^2 + D_k(x-k)^3 \quad (12)$$

Первая и вторая производные :

$$\dot{S}_y^{(k)}(x) = u_k + 2C_k(x-k) + 3D_k(x-k)^2,$$

$$\ddot{S}_9^{(k)}(x) = 2C_k + 6D_k(x - k).$$

Для сплайна (12) выполняется $u_k = y'_k$, следовательно, (11) y'_k может быть заменено на u_k . Коэффициенты сплайна могут быть рассчитаны из системы линейных уравнений

$$\begin{cases} S_9^{(0)}(1) = y_0 + u_0 + C_0 + D_0 = y_1, \\ \dot{S}_9^{(0)}(1) = u_0 + 2C_0 + 3D_0 = u_1, \\ \\ S_9^{(k)}(k+1) = y_k + u_k + C_k + D_k = y_{k+1}, \\ \dot{S}_9^{(k)}(k+1) = u_k + 2C_k + 3D_k = u_{k+1}, \\ \\ S_9^{(n-1)}(n) = y_{n-1} + u_{n-1} + C_{n-1} + D_{n-1} = y_n, \\ \dot{S}_9^{(n-1)}(n) = u_{n-1} + 2C_{n-1} + 3D_{n-1} = u_n. \end{cases} \quad (13)$$

Введем дополнительные переменные

$$\begin{aligned} d_k &= 3(y_{k+1} - y_k), \\ e_k &= -2(y_{k+1} - y_k), \end{aligned} \quad (14)$$

Тогда из системы уравнений, принимая во внимание (14), можно определить коэффициенты Эрмита кубического сплайна (11):

$$\begin{cases} C_k = d_k - u_{k+1} - 2u_k, \\ D_k = e_k + u_{k+1} + u_k. \end{cases} \quad (15)$$

Обозначим $u_k = y'_k$.

Фактически мы построили интерполяционный Эрмитов кубический сплайн, однако при решении реальных задач, за редким исключением, мы не знаем условий. В общем случае для эксплуатационной характеристики гидротурбины они неизвестны. С другой стороны, можно объявить коэффициенты u_0, u_1, \dots, u_n свободными варьируемыми переменными и находить их значения, решая оптимизационную задачу. Для явно заданных функций в качестве такого критерия можно рассматривать критерий оценки среднеквадратической кривизны сплайна:

$$J = \int_0^n \ddot{S}_9^2(x) dx \rightarrow \min_{u_0, \dots, u_n} \quad (16)$$

или

$$J = \int_0^n \ddot{S}_9^2(x) dx = \sum_{k=0}^{n-1} \int_k^{k+1} (\ddot{S}^{(k)}(x))^2 dx = \sum_{k=0}^{n-1} J_k \rightarrow \min_{u_0, \dots, u_n} \quad (17)$$

Сведение задачи построения Эрмитова кубического сплайна к оптимизационной задаче упрощает решение задачи приближения экспериментальных зависимостей, но создает дополнительные трудности. Прямые методы решения многомерной задачи глобальной оптимизации [44] относятся к классу NP сложных задач [45] и обладают высокой трудоемкостью.

Критерий J является аналогом оценки энергии изгиба упругой рейки, вычисленной по совокупности сечений, проходящих через узлы сетки. При этом он обеспечивает наименьшую среднеквадратическую кривизну сплайна, что ограничивает осцилляцию сплайна между узлами интерполяции.

Построение оптимального кубического Эрмитова сплайна

Рассмотрим частный критерий J_k .

$$\begin{aligned} J_k &= \int_k^{k+1} (\ddot{S}_9^{(k)}(x))^2 dx = \int_k^{k+1} (2C_k + 6D_k(x - x_k))^2 dx = \\ &= 4C_k^2 + 6C_k D_k + 12D_k^2. \end{aligned} \quad (18)$$

Выражение (18) распишем более подробно, используя (14-15):

$$\begin{aligned} J_k &= 10u_{k+1}^2 + (18e_k - 2d_k + 22u_k)u_{k+1} + (e_k + d_k)(6d_k - 12u_k) + \\ &+ 12(e_k + 2u_k) + 4(d_k - 2u_k)^2. \end{aligned}$$

С учетом того факта, что нас не интересует оптимальное значение частного критерия J_k , а только оптимальные значения оптимизируемых переменных, введем

критерий $\tilde{J}_k = \frac{1}{2} J_k$, тогда

$$\begin{aligned} \tilde{J}_k &= 5u_{k+1}^2 + 11u_k u_{k+1} + 8u_k^2 + (9e_k - d_k)u_{k+1} + (6e_k - 5d_k)u_k + \\ &+ 2d_k^2 + 3d_k e_k + 6e_k. \end{aligned} \quad (19)$$

Если ввести обозначения

$$\begin{aligned} w_1^{(k)} &= 5; w_2^{(k)} = 11; w_3^{(k)} = 8; w_4^{(k)} = 9e_k - d_k; w_5^{(k)} = 6e_k - 5d_k; \\ w_6^{(k)} &= 2d_k + 3d_k e_k + 6e_k, \end{aligned} \quad (20)$$

то частные критерии \tilde{J}_k по переменным u_0, u_1, \dots, u_{n-1} образуют квадратичную форму

$$\tilde{J}_k = w_1^{(k)} u_{k+1}^2 + w_2^{(k)} u_k u_{k+1} + w_3^{(k)} u_k^2 + w_4^{(k)} u_{k+1} + w_5^{(k)} u_k + w_6^{(k)}, \quad (21)$$

а критерий (17) представляет собой сумму квадратичных форм вида (21). Величина каждого из частных критериев эффективности $J_k(y_k, y_{k+1}, u_k, u_{k+1})$ зависит от поведения сплайна на предыдущем интервале интерполяционной сетки (10), условий гладкого сопряжения кубических парабол и управлений u_{k+1} , выбираемых на очередном интервале интерполяции. Считается, что управление u_k известно с предшествующего отрезка. В результате появляется возможность заменить задачу глобальной оптимизации критерия (17) задачей динамического программирования, осуществляющей подбор оптимальных управлений по мере проведения сплайна через узловые точки.

Процедура формирования оптимального управления методом динамического программирования распадается на две стадии: предварительную и окончательную.

На предварительной стадии формируется оптимальная стратегия построения сплайна. Процесс начинается с последнего участка интерполяционной сетки, когда в предположении, что до точки $(n-1, y_{n-1})$ сплайн оптимален, решается задача выбора оптимального управления u_n : $\min_{u_n} J_{n-1}(u_n)$. В данном случае для интервала $(n-1; n]$ и критерия

$$\tilde{J}_{n-1} = w_1^{(n-1)} u_n^2 + w_2^{(n-1)} u_{n-1} u_n + w_3^{(n-1)} u_{n-1}^2 + w_4^{(n-1)} u_n + w_5^{(n-1)} u_{n-1} + w_6^{(n-1)},$$

оптимальной стратегией будет:

$$u_n^{opt} = -\frac{w_2^{(n-1)} u_{n-1} + w_4^{(n-1)}}{2w_1^{(n-1)}} \quad (22)$$

На участке $(n-2; n]$ оптимизация производится по критерию

$$W_{n-2}(u_{n-2}, u_{n-1}) = \tilde{J}_{n-2}(u_{n-2}, u_{n-1}) + \tilde{J}_{n-1}(u_{n-1}, u_n^{opt}) \rightarrow \min_{u_{n-1}}. \quad (23)$$

Коэффициенты квадратичной формы (23) с учетом оптимального управления

u_n^{opt} можно вычислить следующим образом:

$$\begin{aligned}\tilde{w}_1^{(n-2)} &= \frac{4w_1^{(n-1)}w_3^{(n-1)} - (w_2^{(n-1)})^2}{4w_1^{(n-1)}}, \\ \tilde{w}_4^{(n-2)} &= \frac{2w_1^{(n-1)}w_3^{(n-1)} - w_2^{(n-1)}w_1^{(n-1)}}{4w_1^{(n-1)}}, \\ \tilde{w}_6^{(n-2)} &= \frac{4w_1^{(n-1)}w_6^{(n-1)} - (w_4^{(n-1)})^2}{4w_1^{(n-1)}}.\end{aligned}\quad (24)$$

Сложив коэффициенты (24) с коэффициентами квадратичной формы $\tilde{J}_{n-2}(u_{n-1}, u_n)$, получим формулы для вычисления коэффициентов квадратичной формы критерия $W_{n-2}(u_{n-2}, u_{n-1})$:

$$\begin{cases} \tilde{w}_1^{(n-2)} = w_1^{(n-2)} + \tilde{w}_1^{(n-2)}, \\ \tilde{w}_2^{(n-2)} = w_2^{(n-2)}, \\ \tilde{w}_3^{(n-2)} = w_3^{(n-2)}, \\ \tilde{w}_4^{(n-2)} = w_4^{(n-2)} + \tilde{w}_4^{(n-2)}, \\ \tilde{w}_5^{(n-2)} = w_5^{(n-2)}, \\ \tilde{w}_6^{(n-2)} = w_6^{(n-2)} + \tilde{w}_6^{(n-2)}. \end{cases}\quad (25)$$

Минимизируя критерий (23) по управлению u_{n-1} , найдем оптимальную стратегию u_{n-1}^{opt} .

Процесс продолжается до тех пор, пока не дойдем до первого интервала $(0; 1]$. В этом случае для критерия

$$W_0(u_0, u_1) = \tilde{J}_0(u_0, u_1) + \tilde{J}_1(u_1, u_2^{opt}) + \dots + \tilde{J}_{n-1}(u_{n-1}, u_n^{opt})$$

найдем оптимальные управления u_0, u_1 по формулам

$$\begin{cases} u_0^{opt} = -\frac{2\tilde{w}_2^{(1)}\tilde{w}_5^{(1)} + \tilde{w}_2^{(1)}\tilde{w}_4^{(1)}}{4\tilde{w}_1^{(1)}\tilde{w}_3^{(1)} - (\tilde{w}_2^{(1)})^2}, \\ u_1^{opt} = \frac{\tilde{w}_2^{(1)}\tilde{w}_5^{(1)} - 2\tilde{w}_3^{(1)}\tilde{w}_4^{(1)}}{4\tilde{w}_1^{(1)}\tilde{w}_3^{(1)} - (\tilde{w}_2^{(1)})^2}.\end{cases}\quad (26)$$

В результате мы получили аналитические выражения для определения всех оптимальных стратегий $u_0^{opt}, u_1^{opt}, \dots, u_n^{opt}$, т.е. недостающие неизвестные значения производных приближаемой функции в узловых точках сплайна (10). Подставляя найденные значения переменных $u_0^{opt}, u_1^{opt}, \dots, u_n^{opt}$ в выражения (15), формируем оптимальный кубический Эрмитов сплайн.

Аппроксимация многомерных зависимостей оптимальным кубическим Эрмитовым сплайном

При аппроксимации двумерных зависимостей будем использовать одномерный оптимальный кубический Эрмитов сплайн, описанный выше.

Пусть задана интерполяционная сетка для двумерной функции $z = f(x, y)$

$$\begin{cases} \Delta_x : 0, 1, \dots, n; \\ \Delta_y : 0, 1, \dots, n, \end{cases} \quad (27)$$

и в узлах интерполяционной сетки известны значения функции f_{ij} .

Двухмерный интерполяционный оптимальный кубический сплайн построим по известной схеме [46].

1. При заданных значениях переменной y_k построим $n+1$ оптимальный кубический сплайн $S_k(x | y_k)$, $y_k \in \{0, 1, \dots, n\}$.

2. Для вычисления сплайн-функции в точке (x^*, y^*) вычислим $n+1$ значение сплайнов $\tilde{z}_k = S_k(x^* | y_k)$ в точке $x = x^*$. Получим еще одну задачу интерполирования функции на сетке $\Delta_y : 0, 1, \dots, n$ со значениями функции в узлах сетки $\tilde{z}_0, \tilde{z}_1, \dots, \tilde{z}_n$.

3. Построим ещё один оптимальный кубический сплайн $S_y(x^*, y)$. Его вычисление в точке $y = y^*$ и даст нам искомое значение $z^* = S_y(x^*, y^*)$.

Теперь, зная методику вычислений двумерного оптимального кубического Эрмитового сплайна, построим с её помощью схему аппроксимации двумерных экспериментальных зависимостей.

На сетке (27) введем матрицу варьируемых переменных – значений функции в узлах интерполяции:

$$Z = \begin{vmatrix} z_{00} & z_{01} & \dots & z_{0n} \\ z_{10} & z_{11} & \dots & z_{1n} \\ & & \dots & \\ z_{n0} & z_{n1} & \dots & z_{nn} \end{vmatrix} \quad (28)$$

Пусть на хаотической сетке задана эксплуатационная характеристика гидротурбины, полученная в результате натуральных испытаний

$$F = \begin{vmatrix} x_1 & y_1 & f_1 \\ x_2 & y_2 & f_2 \\ & & \dots \\ x_M & y_M & f_m \end{vmatrix} \quad (29)$$

Используя метод наименьших квадратов (МНК), рассмотрим задачу оптимизации среднеквадратической функции

$$I = \sum_{k=1}^M (S_{\mathcal{D}}(x_k, y_k) - f_k)^2 \xrightarrow{z_{ij} \in Z} \min. \quad (30)$$

В результате подберутся рациональные сочетания опорных значений матрицы (28) Z^* , минимизирующие среднеквадратическую погрешность аппроксимации исходной функции.

2.2.3.2 Комбинированный метод с использованием радиально-базисных нейронных сетей

В последнее время в задачах аппроксимации функций все более широкое распространение находят нейронные сети, построенные на основе радиальных базисных функций [43]. Данной теме посвящено большое количество литературы. Нейронные сети – мощный метод моделирования, позволяющий воспроизводить чрезвычайно сложные зависимости, а сети на основе РБФ отличаются простотой в использовании. От пользователя требуется лишь набор эвристических знаний необходимый для подготовки исходных данных.

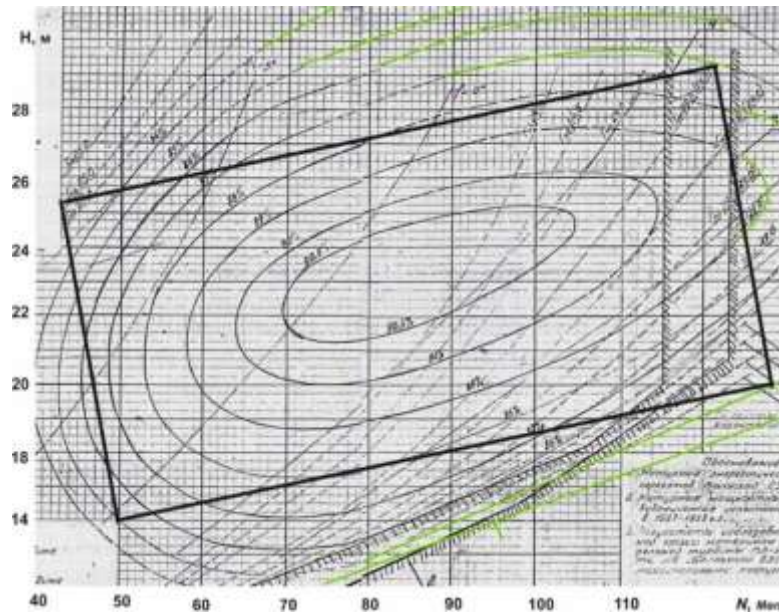


Рисунок 9 Эксплуатационная характеристика турбины ПЛ-586-ВБ-930

В качестве примера рассмотрим задачу аппроксимации характеристику гидротурбины пл-586-ВБ-930 ГЭС (зависимость КПД от мощности и напора $\eta_T(N, H)$). Рисунок 9 показывает, что часть пространства исходных переменных не содержит информации. Это обстоятельство вызывает трудности при аппроксимации функции как для нейронной сети, так и для сплайна, поскольку требуется решить сложную задачу экстраполяции функции за пределы рабочей области графика функции. Однако рабочую области аппроксимируемой функции с помощью линейных преобразований можно более плотно вписать, например, в параллелограмм как показано на рисунке.

Нейронные сети на основе РБФ легко справляются с задачей аппроксимации эксплуатационных характеристик ГА.

2.2.3.3 Сравнение непрерывных многомерных аппроксимаций

Рисунок 10 отображает результаты аппроксимации, выполненной с помощью пакета NNT системы Matlab2016b при следующих параметрах: допустимой среднеквадратической ошибкой (СКО) GOAL=0,42 и разбросом SPREAD=1,5. В результате достигнуто достаточно высокая точность аппроксимации внутри рабочей области характеристики, так и приемлемая точность экстраполяции функции за пределами этой области. Достигнутое СКО составило 0,1193, число нейронов в скрытом слое - 15.

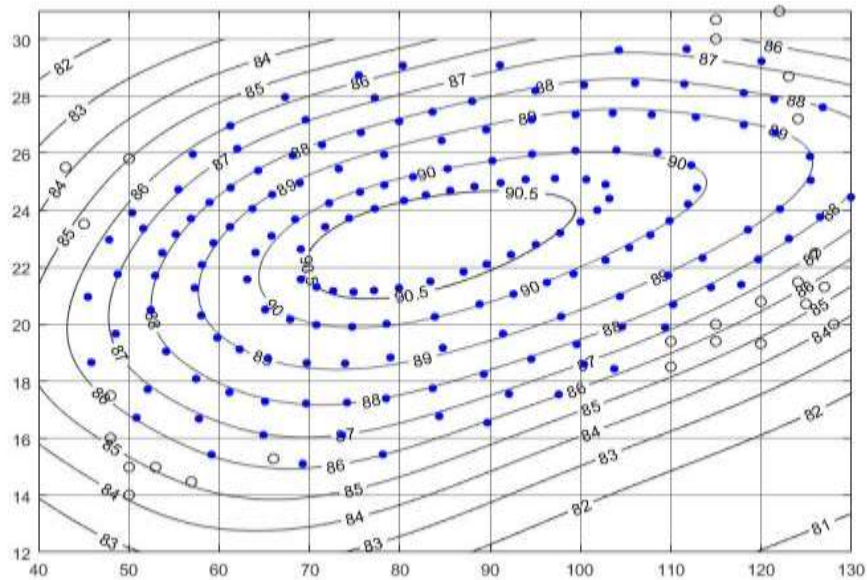


Рисунок 10 Результаты аппроксимации характеристики ГА пл-586-ВВ-930 нейронной сетью РБФ: ● – результаты стендовых испытаний ГА, ○ – экстраполяция характеристики ГА с помощью нейронной сети

Аппроксимация этой же характеристики, дополненной узлами аппроксимации в «пустых» местах параллелограмма, вычисленных с помощью модели нейронной сети, с помощью оптимального Эрмитова сплайна позволило значительно уточнить аппроксимацию эксплуатационной характеристики ГА в его рабочей области (см. Рисунок 11, СКО=0,0757).

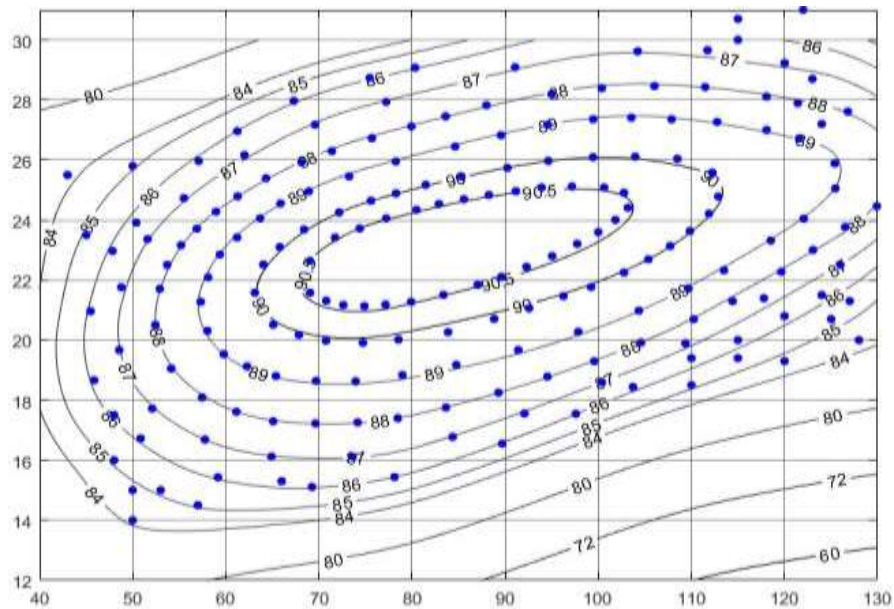


Рисунок 11 Результаты аппроксимации характеристики ГА ПЛ-586-ВВ-930 оптимальным эрмитовым кубическим сплайном

Существенное значение в данном случае имеет и то обстоятельство, что среднее быстродействие программы расчета характеристики ГА в точке (вычисление функции $\eta_T(N, H)$) для сплайна в 67 раз выше, чем для нейронной

сети. Аналогичные показатели по быстрдействию сплайн-аппроксимации были достигнуты и для других характеристик. Фактически сплайн-функции на два порядка работают быстрее, чем нейросетевые модели.

2.2.3.4 Восстановление эксплуатационных характеристик гидроагрегатов по малому числу наблюдений

С течением времени гидротурбина стареет, а её эксплуатационная характеристика изменяет свой вид. В первую очередь, уменьшается КПД гидротурбины в среднем от одного до трёх процентов [47], что негативно сказывается на эффективности управления работой гидроэлектростанции, поскольку используется недостоверная информация. В этом случае до капитального ремонта часто проводятся тестовые испытания гидроагрегата в сокращенном объеме. Количество полученных данных явно недостаточно для построения эксплуатационной характеристики в соответствии отраслевыми стандартами. Возникает некорректно поставленная задача восстановления изменённой характеристики гидротурбины по малому числу наблюдений [48].

Задача восстановления зависимостей по малому числу наблюдений имеет большое практическое значение, но изучена недостаточно подробно. К подобного рода задачам относятся: задача параметрической идентификации модели по малому числу наблюдений [49], задача оценки научно-технического уровня проекта авиационного ГТД при нехватке опубликованной информации [50] и т.д.

В данной работе предлагается оригинальный метод восстановления двумерных зависимостей КПД гидротурбины по малому числу наблюдений с помощью функциональных преобразований.

Аппроксимация двумерных зависимостей по малому числу наблюдений с помощью нелинейных преобразований

Аппроксимация нелинейных функциональных зависимостей по малому числу наблюдений без дополнительной информации в общем случае - неразрешимая задача. Однако при определённых условиях её можно успешно решать. Сформулируем следующие предположения:

Предположение 1.

Отклонение восстанавливаемой функциональной зависимости $f(x, y)$ от исходной $\varphi(x, y)$ в пространстве непрерывных функций C_0 не превышает заданную величину, т.е.

$$\|f(x, y) - \varphi(x, y)\|_{C_0} < \varepsilon. \quad (31)$$

Предположение 2.

Количество данных наблюдений восстанавливаемой функции конечно и недостаточно для аппроксимации функции традиционными методами. Функции в точках эксперимента оцениваются с определенной точностью $|f(x, y)| < \delta$.

Введем следующий набор преобразований:

1. Инкрементирование функции

$$\Phi_1(X): \tilde{f}(x, y) \rightarrow f(x, y) + \Delta f. \quad (32)$$

2. Смещение «фокуса» преобразования

$$\Phi_2(X): \begin{cases} \tilde{x}_0 \rightarrow x_0 + \Delta x, \\ \tilde{y}_0 \rightarrow y_0 + \Delta y. \end{cases} \quad (33)$$

3. Поворот осей координат на угол α

$$\Phi_3(X): \begin{cases} \tilde{x} = x \cos \alpha + y \sin \alpha, \\ \tilde{y} = -x \sin \alpha + y \cos \alpha \end{cases} \quad (34)$$

4. Несимметричное растяжение/сжатие - $\Phi_4(X)$.

Введенные выше преобразования реализуют преобразования пространства независимых переменных с помощью отображений: $\Phi_k(X): X \rightarrow X$, где $X = (x, y, z)^T$. Рассмотрим более подробно последнее преобразование $\Phi_4(X)$.

Операция растяжения/сжатия осуществляется под управлением шаблона, представленного на рисунке (см. Рисунок 12). Само растяжение/сжатие реализуется по лучам, исходящим из центра несимметричного эллипса. Коэффициент растяжения/сжатия \mathcal{Y} определяется следующим образом. Зная координаты преобразуемой точки $X = (x, y)^T$, можно определить угол луча

$\theta = \text{atg}(y/x)$. Точку пересечения луча $y = \text{tg}\theta \cdot x$ и эллипса $x^2/a^2 + y^2/b^2 = 1$ найдем, решив систему уравнений

$$\begin{cases} x' = \sqrt{1 / \left(\frac{\beta^2}{b^2} + \frac{1}{a^2} \right)}, \\ y' = \beta x. \end{cases} \quad (35)$$

Здесь $\beta = \text{tg}\theta$. В итоге коэффициент растяжения/сжатия вычисляется по формуле $\gamma = \sqrt{x'^2 + y'^2}$. Фактически, шаблон эллипса задаёт закон изменения коэффициента растяжения/сжатия. Новое положение исходной точки X можно найти из выражений

$$\begin{cases} \tilde{x} = \gamma \rho \cos \theta + x_0, \\ \tilde{y} = \gamma \rho \sin \theta + y_0. \end{cases} \quad (36)$$

Представленная выше методика относится к первой четверти системы координат. Аналогичные формулы получаются для остальных четвертей координатной сетки. Здесь $X_0 = (x_0, y_0)^T$ - координаты «фокуса» операции растяжения/сжатия (центра несимметричного эллипса), ρ - расстояние до точки X .

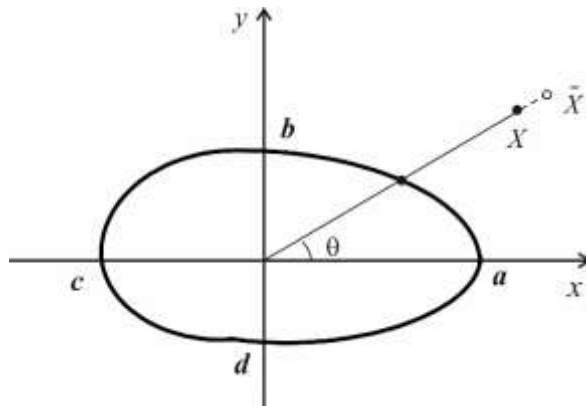


Рисунок 12 Шаблон операции растяжения/сжатия

Концептуальная основа предлагаемого метода восстановления функциональной зависимости по малому числу наблюдений заключается в следующей идее. Предлагается исходную, известную нам, зависимость подвергнуть суперпозиции предложенных нелинейных преобразований до тех пор, пока не выполняются условия прохождения новой деформированной зависимости,

по крайней мере, через небольшое количество новых наблюдений с заданной точностью.

В данной работе использовалась следующая суперпозиция области определения функциональной зависимости

$$\Phi_{\Sigma}(X) = \Phi_1(\Phi_2(\Phi_3(\Phi_4(X)))), \quad (37)$$

а задача восстановления функциональной зависимости по малому числу наблюдений рассматривалась как задача условной оптимизации.

Множество данных наблюдений, полученных в результате тестирования восстанавливаемой зависимости, представим матрицей

$$F = \begin{pmatrix} x_1 & y_1 & f_1 \\ x_2 & y_2 & f_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ x_N & y_N & f_N \end{pmatrix} \quad (38)$$

Результирующее преобразование $\Phi_{\Sigma}(X)$, как нетрудно видеть, зависит от 8 параметров: $p = (\Delta f, \Delta x, \Delta y, a, b, c, d, \alpha)^T$, изменяя которые, мы «подгоняем» исходную зависимость под формируемую, тогда задачу восстановления функциональной зависимости можно представить как задачу условной оптимизации

$$\begin{aligned} \min_p & \left| p - (0, 0, 0, 1, 1, 1, 1, 0)^T \right|, \\ & \left| \varphi(\Phi_{\Sigma}(X_k)) - f_k \right| - \delta \leq 0, \quad k = \overline{1, N}. \end{aligned} \quad (39)$$

В данной постановке задачи восстановления функции используются предположения 1 и 2. Действительно, поскольку восстанавливаемая зависимость в линейной метрике (31) находится «недалеко» от исходной, то представляется вполне возможным приблизиться к искомой зависимости за счет нелинейных преобразований системы координат. Во всяком случае, это должно происходить в окрестностях дополнительных данных (38).

Модель испытательного стенда

Для исследования предложенного метода восстановления характеристики гидротурбины по малому числу наблюдений была разработана модель искажения

исходной характеристики, эмитирующая старение гидроагрегата, которое приводит к снижению уровня КПД. гидротурбины. В качестве исходной характеристики была выбрана эксплуатационная характеристика гидроагрегата ПЛ-586-ВБ-930 Волжской ГЭС, построенная с помощью оптимального кубического Эрмитого сплайна [51]. С учетом предположений 1-2 оценка качества восстановления искаженной зависимости $\eta_T(N, H)$ производилась в рабочей области характеристики, фактически в окрестностях точек (38) испытаний гидроагрегата F . В качестве критерия близости, восстановленной и искаженной характеристик, будем использовать среднеквадратическое отклонение

$$CKO_{Vos} = \sqrt{\frac{1}{M-1} \sum_{k=1}^M (\eta_k^{Is} - \eta_k^{Vos})^2} \quad (40)$$

одной характеристики от другой, вычисленное в рабочей области функции.

Меру искажения исходной характеристики можно оценить с помощью аналогичного показателя

$$CKO_{Is} = \sqrt{\frac{1}{M-1} \sum_{k=1}^M (\eta_T(X_k) - \eta_k^{Is})^2}. \quad (41)$$

Модель испытательного стенда для проверки предлагаемого метода восстановления эксплуатационной характеристики гидроагрегата представлена на рисунке (см Рисунок 13).

Согласно структурно-функциональной схеме первоначально вводятся: исходная характеристика, а также уровень отклонения искаженной характеристики от исходной $\Delta\eta$ и диапазон изменения угла поворота искаженной характеристики $\pm \Delta\alpha$ (блок 1 Рисунок 13). В блоке 2 случайно разыгрывается угол поворота исходной характеристики.

Основное искажение исходной характеристики происходит в блоках 3 и 4 за счет инкрементирования уровня КПД. на величину $\Delta\eta$ и поворота большой оси характеристики на угол α_i . Причем, как показали эксперименты, 75-80% искажений приходится на $\Delta\eta$, а 15-20% искажений формируется за счет её поворота.

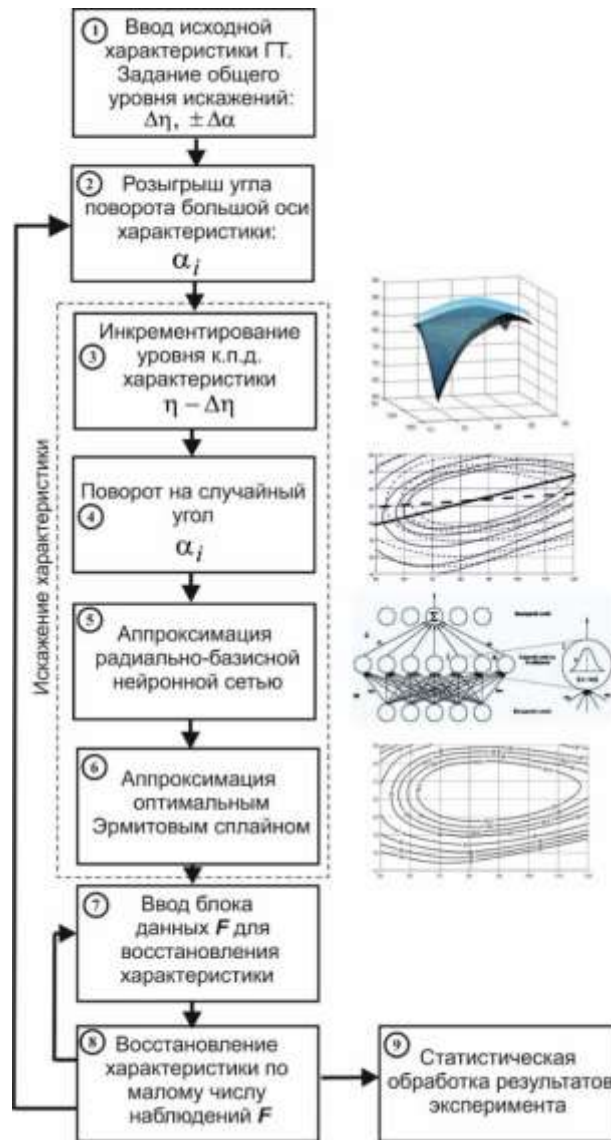


Рисунок 13 Структурно-функциональная схема виртуального испытательного стенда.

В блоке 5 предварительно искаженная характеристика обрабатывается с помощью радиально-базисной нейронной сетью. В данном случае аппроксимация функции по дискретному ограниченному множеству точек вносит нелинейные искажения в обрабатываемый объект. И, наконец, процесс деформации исходной характеристики завершается аппроксимацией искаженной функции с помощью оптимального Эрмита кубического сплайна [51]. Последняя операция также вносит незначительные нелинейные искажения в образ формируемой характеристики, но необходима для повышения быстродействия испытательного стенда, поскольку быстродействие кубического сплайна в 67 раз выше, чем у модели нейронной сети [51].

Сформировав искаженную эксплуатационную характеристику турбины $\eta_T^k(N, H)$ гидроагрегата, мы можем приступить к исследованию эффективности предложенного метода восстановления характеристики по малому числу наблюдений. В данном случае искаженная характеристика служит своеобразным образцом, на который ориентируется восстанавливаемая зависимость. В блоке 7 вводится дополнительная информация (в реальных условиях за счет натуральных испытаний гидроагрегата) порциями с нарастающим итогом по 7, 12, 16, 22, 28 и 33 точек.

На действующей ГЭС не так просто произвести тестовые испытания. Для этого необходимо установить дорогостоящее оборудование, кроме того, напор H зависит от уровня наполнения водохранилища и не может изменяться в произвольных пределах. Обычно данные группируются в кластеры с одинаковыми напорами. Поэтому первый набор данных состоял из 7 точек при $H=23$.

Восстановление искаженной характеристики реализуется в блоке 8 за счет решения задачи условной оптимизации с использованием метода суперпозиции преобразований (50).

Цикл блок 7 - блок 8 позволяет исследовать зависимость погрешности восстановления искаженной характеристики от количества дополнительных данных (тестовых испытаний).

Цикл блок 2 - блок 8 позволяет оценить эффективность предлагаемого метода на разнообразных вариантах искажения исходной эксплуатационной характеристики в пределах выбранной модели старения гидроагрегата.

В блоке 9 производится статистическая обработка результатов исследования предложенного метода восстановления функциональных зависимостей по неполному набору данных.

Вычислительные эксперименты

Исследование предложенного метода восстановления функциональных зависимостей производилось с использованием описанного выше испытательного стенда. Было проведено 4 эксперимента с заданными уровнями уменьшений КПД

гидротурбины на 1%, 1,5%, 2% и 2,5%, что в рабочей области эксплуатационной характеристики соответствовало среднеквадратическим уровням искажения CKO_{Is} на 1,04; 1,52; 2,03 и 2,51 процентов. Угол поворота большой оси характеристики варьировался в пределах $\pm 3^\circ$. Предполагалось, что результаты натуральных экспериментов в матрице наблюдений F оценены с точностью $\delta = 0,15\%$. Рисунок 14 представляет результаты исследования метода восстановления искаженной характеристики гидротурбины по малому объему наблюдений при различных уровнях искажений исходной характеристики.

Как видно из рисунка, для всех четырех случаев среднеквадратическое отклонение восстановленной характеристики от искаженной CKO_{Vos} находится в пределах 0,3 – 0,4 процента, практически независимо от количества дополнительных точек наблюдений, что говорит о высокой эффективности предлагаемого метода восстановления эксплуатационной характеристики гидроагрегата ГЭС. Рисунок 14 для наглядности показывает верхние (max) и нижние (min) CKO_{Vos} , достигнутые в результате тестовых испытаний. Как видно из рисунка даже наихудшее восстановление характеристики незначительно отличается от среднестатистического случая.

Рисунок 15, для примера, иллюстрирует исходную и искаженную характеристики, полученные на испытательном стенде при уровне уменьшения КПД. $\Delta\eta = 1,5\%$ и $\alpha = -1^\circ$. В рабочей области характеристики среднеквадратическое отклонение CKO_{Is} исходной характеристики от искаженной составило 1,46%.

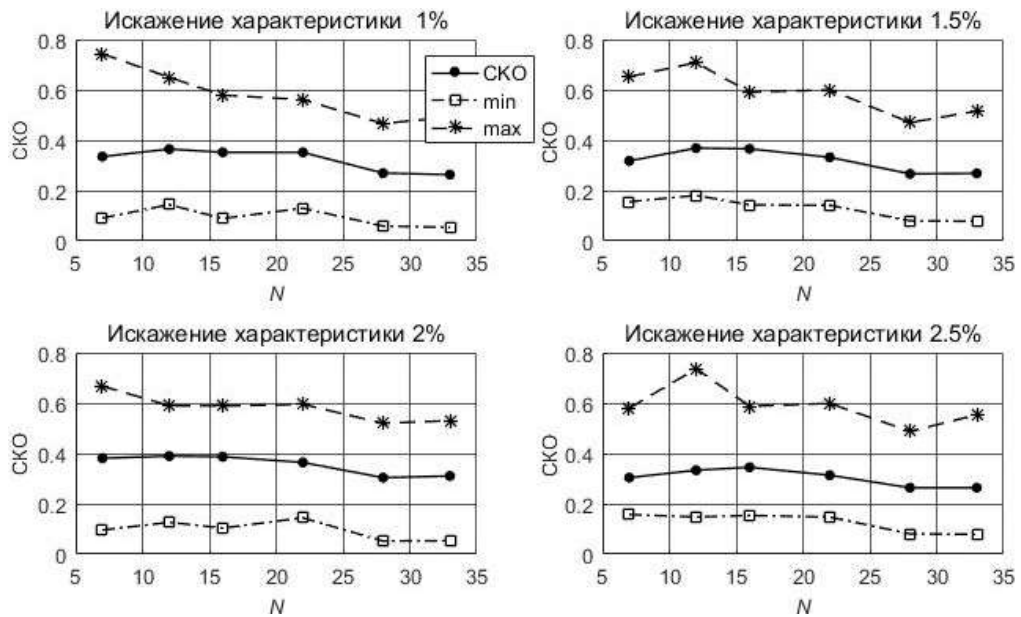


Рисунок 14 Оценки погрешностей восстановления искаженных ЭХ гидротурбины для различных уровней искажений исходной характеристики.

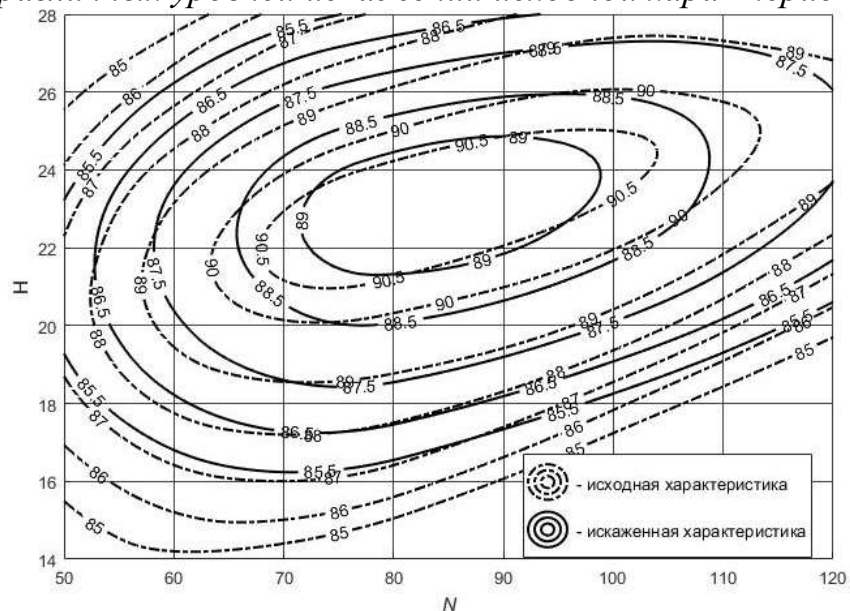


Рисунок 15 Исходная и искаженная ЭХ гидротурбины, сгенерированные на испытательном стенде.

Рисунок 16 приводит результаты восстановления характеристики гидротурбины по 16 точкам. Как видно из рисунка, отмечается неплохое согласие построенного приближения по малому числу наблюдений с целевой искаженной характеристикой. Во всяком случае, $SKO_{Vos} = 0,3\%$.

Если добавить ещё 12 точек, то результаты восстановления становятся лучше. Рисунок 17 отображает искаженную и восстановленную характеристики, построенные по 28 реперным точкам. Среднеквадратическое отклонение в рабочей области характеристики для данного случая составило $SKO_{Vos} = 0,19\%$.

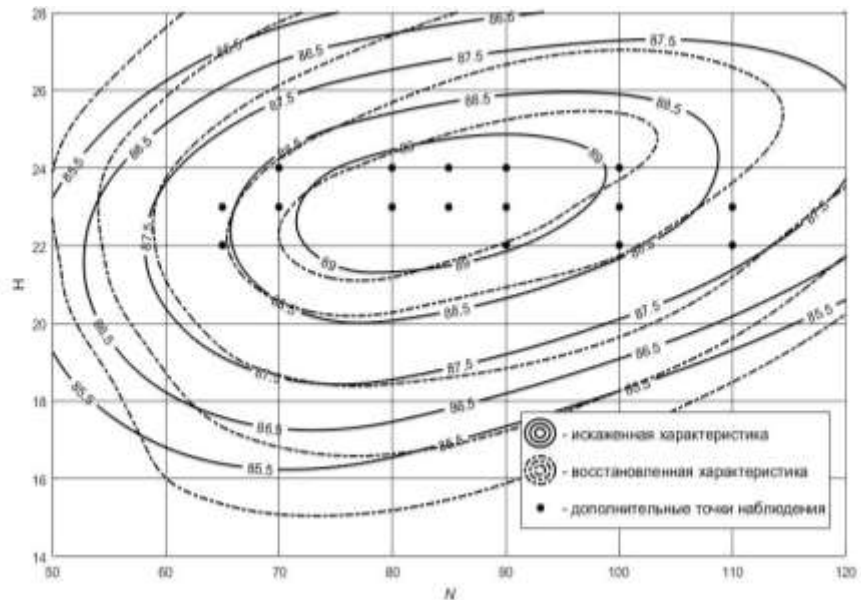


Рисунок 16 Восстановление искаженной ЭХ гидротурбины по 16 точкам.

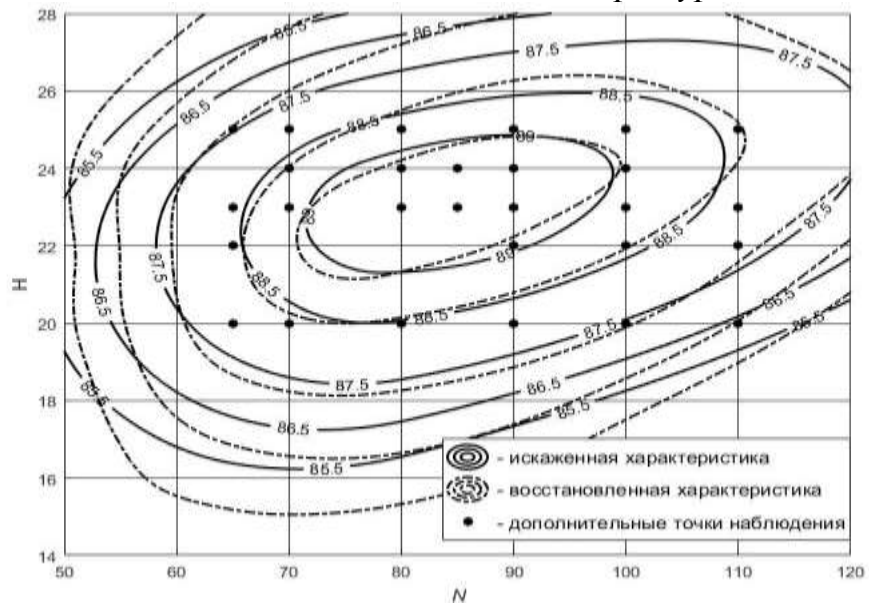


Рисунок 17 Восстановление искаженной ЭХ гидротурбины по 18 точкам.

2.2.4 Сравнение способов описания основных характеристик агрегата

Сравнение различных способов описания основных характеристик агрегата необходимо ориентировать на возможность использования этих описаний в системах управления технологическими процессами. Выделим несколько существенных критериев:

1. быстрое действие, важно чтобы расчет производился за короткое прогнозируемое время.

2. небольшое потребление вычислительных ресурсов (как памяти, так производительности процессора), поскольку значительная часть систем автоматизации использует ПЛК, в которых используется проверенное годами оборудование, однако производительность их не сравнима с офисными ПК.
3. возможность изменения части точек без перерасчета всей функции – это обусловлено необходимостью частичной проверки и корректировки функции описания ЭХ натурными испытаниями
4. простота – важно, чтобы предлагаемые методы могли быть применимы персоналом ГЭС с незначительным обучением.
5. целостность – это возможность использования единого описания не только для расчета характеристик, но и для определения аномалий измерений, предсказания деформации при старении агрегата, восстановления характеристик по малому числу наблюдений и т.д.

Таблица 3 Сравнение методов описания характеристик агрегата

| | Табличный | Полиномиальный | Многомерный |
|-----------------------|------------------|-----------------------|--------------------|
| быстродействие | 5 | 5 | 4 |
| потребление ресурсов | 2 | 5 | 1 |
| возможность изменения | 5 | 4 | 3 |
| простота | 5 | 4 | 1 |
| целостность | 1 | 1 | 5 |
| Итого | 18 | 19 | 14 |

Оценки произведены с помощью опроса экспертов в области промышленной автоматизации, специалистов АСУТП, эксплуатирующего персонала ГЭС по 5 бальной шкале, где 5 – наивысший балл, 1 – низший(худший) показатель, сводные показатели приведены в таблице.

2.3 Модель основных характеристик ГА

2.3.1 Модель расходной характеристики гидроагрегата

Модель расходной характеристики гидроагрегата выглядит следующим образом

$$Q_{hi}(p) = \sum_{j=0}^k a_{ji} * p^j, \text{ где } i = \overline{0, n} \text{ или}$$

$$Q_{hi}(p) = \frac{p - p_{j-1}}{p_j - p_{j-1}} * (Q_{hi p_j} - Q_{hi p_{j-1}}) + Q_{hi p_{j-1}} \quad (42)$$

при условии, что $p_{j-1} \leq p \leq p_j$

$$Q(h, p) = \frac{h - h_{i-1}}{h_i - h_{i-1}} * (Q_{hi}(p) - Q_{h_{i-1}}(p)) + Q_{h_{i-1}}(p),$$

при условии, что $h_{i-1} \leq h \leq h_i$

n – количество фиксированных значений напора, при которых проводилось исследование, h_0 – минимальный напор гидроагрегата, h_n – максимальный напор, a_{ji} – коэффициенты полинома, $Q_{hi p_i}$, $Q_{hi p_{i-1}}$ – табличное задание расхода воды через гидроагрегат в зависимости от мощности на валу турбины (или от активной мощности).

Задание полиномами выбирают в случае, если удаётся подобрать такие коэффициенты a_{ji} , что общая ошибка не превышает 0,001, зачастую получается подобрать коэффициенты для полиномов $k = 3-5$ степени, в противном случае предпочитают табличную функцию с кусочно-линейной аппроксимацией.

2.3.1 Модель характеристики генератора

Модель эксплуатационной характеристики агрегата выглядит следующим образом:

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

$$\eta_{\text{ген}}(p) = \frac{p - p_{j-1}}{p_j - p_{j-1}} * (\eta_{\text{ген} p_j} - \eta_{\text{ген} p_{j-1}}) + \eta_{\text{ген} p_{j-1}} \quad (43)$$

при условии что $p_{j-1} \leq p \leq p_j$

c_j – коэффициенты полинома, $\eta_{\text{ген} p_j}$, $\eta_{\text{ген} p_{j-1}}$ – табличное задание коэффициента полезного действия генератора в зависимости от активной мощности.

Задание полиномами выбирают в случае, если удаётся подобрать такие коэффициенты c_j , что общая ошибка не превышает 0,001, зачастую получается

подобрать коэффициенты для полиномов $k = 3-5$ степени, в противном случае предпочитают табличную функцию с кусочно-линейной аппроксимацией.

2.3.2 Модель эксплуатационной характеристики агрегата

Модель эксплуатационной характеристики агрегата выглядит следующим образом:

$$\eta_{\text{тур}hi}(p) = \sum_{j=0}^k b_{ji} * p^j, \text{ где } i = \overline{0, n} \quad \text{или}$$

$$\eta_{\text{тур}hi}(p) = \frac{p - p_{j-1}}{p_j - p_{j-1}} * (\eta_{\text{тур}hi p_j} - \eta_{\text{тур}hi p_{j-1}}) + \eta_{\text{тур}hi p_{j-1}} \quad (44)$$

при условии, что $p_{j-1} \leq p \leq p_j$

$$\eta_{\text{тур}}(h, p) = \frac{h - h_{i-1}}{h_i - h_{i-1}} * (\eta_{\text{тур}h_i}(p) - \eta_{\text{тур}h_{i-1}}(p)) + \eta_{\text{тур}h_{i-1}}(p),$$

при условии, что $h_{i-1} \leq h \leq h_i$

n – количество фиксированных значений напора, при которых проводилось исследование, h_0 – минимальный напор гидроагрегата, hn – максимальный напор, b_{ji} – коэффициенты полинома, $\eta_{\text{тур}hi p_j}$, $\eta_{\text{тур}hi p_{j-1}}$ – табличное задание коэффициента полезного действия турбины в зависимости от мощности на валу турбины (или от активной мощности).

Задание полиномами выбирают в случае, если удаётся подобрать такие коэффициенты b_{ji} , что общая ошибка не превышает 0,001, зачастую получается подобрать коэффициенты для полиномов $k = 3-5$ степени, в противном случае предпочитают табличную функцию с кусочно-линейной аппроксимацией.

Производитель турбины ГА на эксплуатационной характеристике гидроагрегата отмечает зоны разрешённой, ограниченной и запрещённой работы. Во время эксплуатации, эти зоны могут быть расширены, а также дополнены другими – оперативными ограничениями.

Ограничения, как правило, выделяют допустимый интервал мощности ГА в котором он может работать без существенных осложнений, вибрационных, температурных противопоказаний, затрат, износа частей, таких зон может быть

несколько и все они должны быть описаны в системе ГРАМ. Ограничения по одной зоне могут быть описаны

$$\begin{aligned}
 p_{min}(h) &= \sum_{j=0}^k d_j * h^j, p_{max}(h) = \sum_{i=0}^n e_i * h^i \text{ или} \\
 p_{min}(h) &= \frac{h - h_{j-1}}{h_j - h_{j-1}} * (p_j - p_{j-1}) + p_{j-1} \\
 p_{max}(h) &= \frac{h - h_{i-1}}{h_i - h_{i-1}} * (p_i - p_{i-1}) + p_{i-1}
 \end{aligned} \tag{45}$$

при условии что $h_{j-1} \leq h \leq h_j$ и $h_{i-1} \leq h \leq h_i$

d_j, e_i – коэффициенты полинома, p_j, p_i – табличное задание ограничения мощности при данном напоре.

Задание полиномами выбирают в случае, если удаётся подобрать такие коэффициенты d_j, e_i , что общая ошибка не превышает 0,001, зачастую получается подобрать коэффициенты для полиномов $k = 3-5$ степени, в противном случае предпочитают табличную функцию с кусочно-линейной аппроксимацией.

Таким образом, одна зона агрегата при конкретном напоре образует интервал допустимой активной мощности агрегата $P = [p_{min}, p_{max}]$. Таковых непересекающихся зон может быть несколько в диапазоне работы одного гидроагрегата. И условие перехода от одной зоны к другой в ходе работы агрегата также должно быть однозначно определено системой РУСА.

2.4 Описание потенциальной эффективности ГА

Принимая во внимание характеристики турбины при постоянном напоре (Рисунок 7), а также характеристики генератора (Рисунок 6) можно сформулировать потенциальные потери гидроагрегата, как единого целого, состоящего из турбины и генератора, от неоптимальной работы можно сформулировать (46):

$$D_{GAi}^{\partial} = N_{текущая} * \eta_{ген_{текущее}} - \frac{Q_{текущее}}{Q_{оптимальный}} * N_{оптимальная} * \eta_{ген_{при\ max(\eta_{турб})}} \tag{46}$$

где D_{GAi}^{ϑ} - потенциальные потери для i -го агрегата ГЭС, $N_{текущая}$ – мощность на валу турбины ГА в рассматриваемый момент времени, $\eta_{ген_{текущее}}$ – КПД генератора, $Q_{текущий}$ – расход через турбину в рассматриваемый момент времени, $Q_{оптимальный}$ – расход через турбину, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени, $N_{оптимальная}$ – мощность на валу турбины ГА, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени; $\eta_{ген_{при\ max(\eta_{тур})}}$ - КПД генератора, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени

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

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

Интересным свойством обладает выражение (2): оно выделяет две области потенциального эффекта D_{GAi}^{ϑ} :

1. $D^{\vartheta} \geq 0$, - определяет диапазон $[N_{онт\ min}; N_{онт\ max}]$, в котором агрегат работает эффективно;
2. $D^{\vartheta} < 0$, - определяет два диапазона $[N_{min}; N_{онт\ min}) \& (N_{онт\ max}; N_{max}]$, в которых агрегат работает не эффективно.

Свойство проиллюстрировано на рисунке ниже (Рисунок 18).

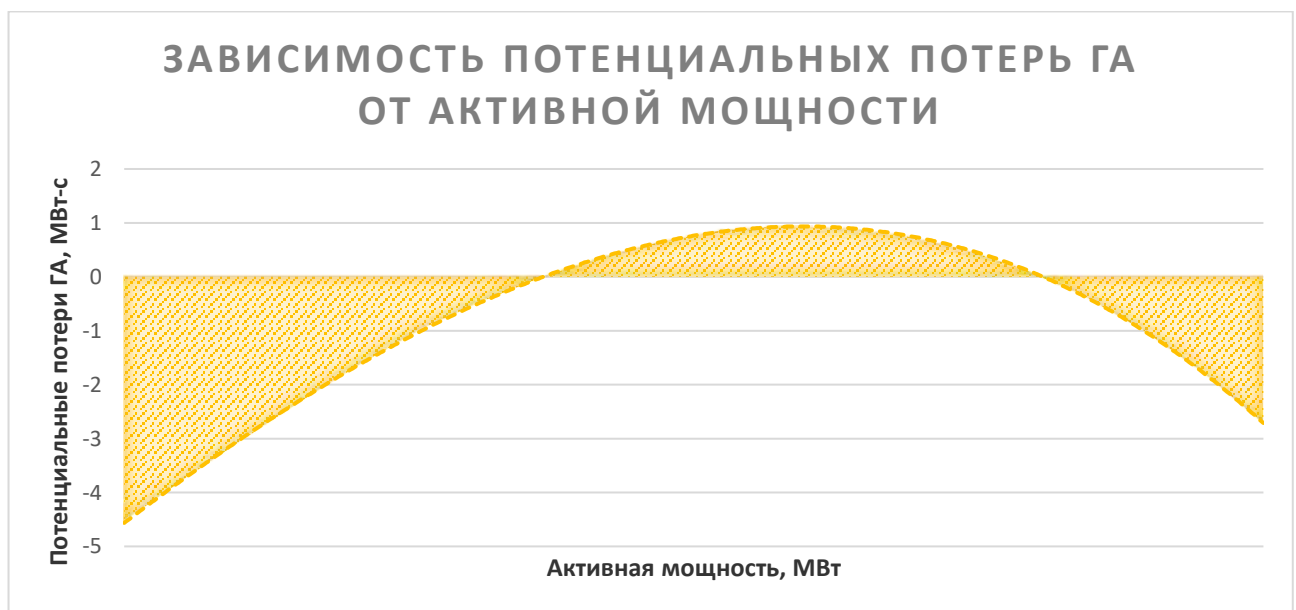


Рисунок 18 Зависимость потенциальных потерь от активной мощности ГА

С точки зрения автоматизации процесса регулирования мощности заметно проще ввести агрегат в диапазон мощности, в котором агрегат будет работать достаточно эффективно. Наличие диапазона позволит ввести гистерезис и избавить процесс от частого регулирования. Поскольку важно только отклонение от эффективного состояния, то эффект РУСА может быть определён как величина от потенциальных потерь ГА со знаком “минус”. Кроме того, принимая во внимание, что эффективная работа одного агрегата не делает работу другого агрегата более эффективной, необходимо в диапазоне эффективной работы агрегата величину потенциальных потерь приравнять нулю. Тогда потенциальный эффект для гидроагрегата можно записать:

$$E_{GAi} = \begin{cases} -D_{GAi}^3, D_{GAi}^3 < 0 \\ 0, D_{GAi}^3 \geq 0 \end{cases} \quad (47)$$

Проиллюстрируем примерами для фиксированного напора по эксплуатационной характеристике некоторой поворотно-лопастной турбины:

Таблица 4 Пример расчёта эффекта РУСА для одного ГА

| | Р | | N | Q | ηтур | ηген | Эффект |
|--------------------|--------------|-----|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| оптимальный | Нопт= | | 40,84 | 383,1 | 93,86 | 96,87 | 0 |
| P1= | 23,72 | N1= | 24,826 | 242,9 | 90,077 | 95,54 | 0,69 |
| P2= | 39,13 | N2= | 40,409 | 379,26 | 93,82 | 96,83 | 0 |
| P3= | 48,72 | N3= | 50,247 | 470,98 | 93,773 | 96,96 | 0 |
| P4= | 61 | N4= | 62,592 | 593,29 | 92,83 | 97,46 | 0,996 |

Таблица 4 в первой строке содержит рассчитанное оптимальное (с наивысшим КПД турбины) значение мощности навалу турбины для заданного напора, P1 и P4 показывают неэффективность работы вблизи верхнего и нижнего ограничений, P2 и P3 характеризуют диапазон эффективной работы $[N_{опт\ min}; N_{опт\ max}]$.

В силу закономерностей функций эксплуатационной, расходной и генераторной характеристик можно было бы подобрать более простую функцию,

где $\frac{Q_{текущее}}{Q_{оптимальный}} * N_{оптимальное} * \eta_{ген\ при\ max(\eta_{турб} * \eta_{ген})}$, тогда гидроагрегат имел бы только

одну точку, в которой потенциальные потери были бы равны 0, достаточно сильно

увеличив эффект от системы РУСА, кроме того это бы сделало ненужным выражение (47), упростив вычисления в модели, однако есть несколько идей, которые делают этот вариант практически не применимым:

1. Тот факт, что агрегат будет всегда стремиться к единой точке, означает, что для ее достижения агрегат будет очень часто перерегулироваться – крайне сложно установить мощность агрегата в точное значение, поскольку энергосистема есть динамическая система, кроме того уровень воды в водохранилищах также не постоянен, к примеру, ветер может поднять волну, увеличив уровень одного бьефа и, соответственно, изменив напор, таким образом оказать влияние на выработку энергии агрегатами и на выбор состава агрегатов соответственно.
2. Ещё одно следствие: вся характеристика гидроагрегата неидеальна и любое отклонение от оптимальной точки должно инициировать поиск более оптимального состава агрегатов, что приведёт к значительному увеличению числа изменений состояния агрегатов.

Принимая во внимание эти два замечания с практической точки зрения лучше на первом этапе снизить ожидание от эффекта системы РУСА и при этом исключить однозначно негативные последствия от её реализации.

Задача оптимизация критерия увеличения КПД может быть поставлена на следующем этапе.

2.5 Моделирование динамических параметров ГА на основе функционально-ориентированных моделей

В параграфе 1.3 были перечислены два критерия системы РУСА. Параметры, влияющие на критерий увеличения коэффициента полезного действия ГЭС были подробно рассмотрены выше. Настоящий параграф посвящен моделированию параметров другой группы критериев оценки состояния гидроагрегатов: минимизация рисков аварийных ситуаций за счёт учёта текущего состояния агрегатов: термоконтроля, виброконтроля, контроля за состоянием гидравлических

и механических защит и т.д., включая равномерное расходование ресурса агрегатов, поддержание равного числа часов работы, пусков/остановов за некоторый период.

В отличие от критерия увеличения эффективности, где любое изменение состояния должно увеличивать КПД ГЭС, критерии оценки состояния гидроагрегатов зависят от того, какое именно изменение состояния рассматривается. К примеру, для пуска при прочих равных приоритетным важно выбрать агрегат с меньшей наработкой, меньшим (или нулевым) количеством аварийных ситуаций или меньшим количеством отклонений от эталонной, модельной ситуации. Для останова – наоборот, с большим, то есть агрегат следует остановить первым, если у него при прочих равных большее количество аварийных ситуаций и/или большее количество наработки, большим количеством отклонений от модельной, эталонной работы.

Принципиальных проблем с подсчётом наработок, количества пусков, остановов, аварийных или предупредительных ситуаций нет – это в настоящий момент функции САУ ГА. Сложности возникают тогда, когда необходимо спрогнозировать возможность срабатывания уставки, по анализу предшествующих данных, по взаимосвязям параметров. Ведь решение об изменении состава агрегатов принимается не на 5 минут, а возможно на сутки, неделю, месяц, некоторые агрегаты работают десятки месяцев без останова. Таким образом, принимая решение об изменении состава агрегатов система РУСА должна быть уверена в нормальном, достоверном состоянии агрегата. Эта задача для САУ ГА слишком тяжела – невозможно в режиме реального времени наряду с основными функциями управления и регулирования параметров техпроцесса, моделировать, прогнозировать состояние агрегата на уровне контроллеров. Эта задача решается частично применением методов контроля достоверности значений параметров АСУТП (параграф 2.5.1). В этой главе рассмотрим возможность решения этой задачи на основе функционально-ориентированных моделей[52]:

Описание неопределенности параметров с помощью характерного диапазона (параграф 2.5.2);

Описание динамического описания состояний при помощи моделей (см. параграф 2.5.3)

Модели для динамического оценивания параметров на основе характерного диапазона приведены в параграфе 2.5.4.

Описание динамического характерного диапазона для оценивания параметров ГА (см. параграф 2.5.5).

Идентификация полученной имитационной модели (см. параграф 2.5.6).

Адекватность имитационной модели (см. параграф 2.5.7).

Алгоритм построения функционально-ориентированной модели для оценки состояния агрегата в системе РУСА (см. параграф 2.5.8).

2.5.1 Обзор методов контроля достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП

Любое определение достоверности требует программной, аппаратной, временной избыточности. Задача же разработчика системы выбрать наиболее приемлемое соотношение существующих методов применительно к собственной задаче [17]. В современных АСУТП существует широкий круг методов контроля достоверности значений параметров и с аппаратной, и с программной избыточностью[52]:

- диагностические, подробно они рассмотрены в работах [53- 59, 23],
- аппаратной избыточности (резервирования или дублирования) [57, 58, 59].
- методы контроля передаваемой информации, [52]
- методов алгоритмического контроля достоверности информации, например [[60],61]
- алгоритмические методы для защиты и сохранения достоверной информации. [17, 62, 63]

2.5.2 Описание неопределенности параметров контроля и управления АСУТП

В представленной работе рассматриваются возможности представления (формализации) опыта эксперта и системы. Этот вопрос по своему содержанию может быть отнесён и к экспертным системам, и к искусственному интеллекту [64, 65], и к моделированию [66, 67].

В настоящее время в АСУТП преобладает применение интервальных и вероятностных методов. Использование остальных методов в основном не выходит за рамки экспериментов, что связано с их недостаточным метрологическим обеспечением. [68, 69, 70] Применение чётких величин для оценивания достоверности затруднено, поскольку они не учитывают неопределённостей при формировании, передаче и обработке значения параметра.

Неопределенность значений параметров систем АСУТП – естественное свойство [71, 72, 73], которое необходимо учитывать во избежание возможных аварийных последствий [72, 74, 75, 76, 77], искажения исходных отчетных данных для стратегического управления [78, 79] и т.д.

В рамках поднятой темы основной интерес представляет взаимодействие системы управления и объекта управления (ОУ). Упрощённо схематично представить взаимодействие АСУТП с ОУ можно следующим образом (Рисунок 19).

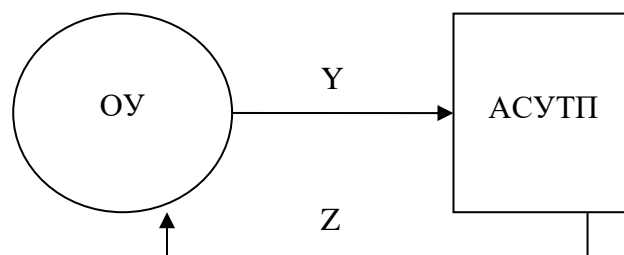


Рисунок 19 Взаимодействие АСУТП и ОУ

На приведённом рисунке Y – набор входных (по отношению к АСУТП) параметров, Z – набор выходных параметров, то есть Y и Z представляют собой вектора: $Y = \{Y_1, Y_2, \dots, Y_n\}$, $Z = \{Z_1, Z_2, \dots, Z_k\}$, где n и k – целые положительные числа. Следует отметить, что каждый входной параметр АСУТП (элемент вектора Y) Y_i характеризует непрерывный процесс объекта управления, но в силу того, что

преобразования и обработка физической величины процесса в АСУТП происходит не мгновенно, для АСУТП на входе образуется **поток данных** $Y_I(t) = \{y_I(t_0), y_I(t_1), y_I(t_2), \dots\}$. В то же время выходные параметры зависят от входных, являются непрерывными, но изменение их значений зависит от функциональности (в том числе и времени реакции) АСУТП. Входные и выходные параметры контроля и управления АСУТП в равной степени подвержены воздействию неопределённости (помехам, старению и т.д.), однако проверить корректность управления АСУТП способна только по входным параметрам. Описанию существующих методов контроля и повышения достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП посвящён параграф 2.5.1.

Пусть параметр $y \in Y$ измеряется и передаётся в систему управления, тогда в некоторый момент времени значение параметра y в АСУТП основывается на измеренном значении, с учётом ошибок измерения и преобразования, передачи данных, вычисления: $y = y_{\text{изм}} + \varepsilon$, причём величина ошибок не является величиной постоянной $\varepsilon = y - y_{\text{изм}} \neq \text{const}$, при этом она трудно формализуема, поскольку соединяет меры неточности и незнания о природе происхождения результирующего значения параметра в АСУТП. Однако при пуско-наладочных работах АСУТП проводится метрологическая экспертиза по этому параметру, характеризующая точность, обусловленную средствами измерения, каналами передачи данных, внешними воздействиями, ошибками округления, вычисления и прочими, тогда мы можем упрощённо представить значение параметра в виде интервала $Y: Y = [y - a, y + a]$, где $a = \max(\varepsilon) > 0$ – величина, характеризующая неопределённость параметра в рассматриваемый момент времени таким образом, что действительное значение параметра технологического процесса y^* непременно принадлежит интервалу $[y - a, y + a]$ в каждый момент времени технологического процесса. В общем случае величина a может изменяться во времени вместе с технологическим процессом. Существует достаточно большое количество методов оценивания величины a , описанных у Сквайрса Дж. [80], Тюрина Н.И. [81], Новицкого П.В. [82] и многих других.

Достоверность значения параметра есть степень соответствия значения в АСУТП истинному значению параметра технологического процесса. Пусть параметр Y имеет в некий момент времени значение y , в то же время действительное значение этого параметра y^* , тогда можно сказать, что достоверность D обратно пропорциональна отклонению $|y - y^*|$. Однако на практике, в условиях динамики технологического процесса, действительное значение y^* неизвестно. Кроме того значение параметра y задаёт диапазон значений, обусловленный метрологической аттестацией канала, в котором должно находиться действительное значение параметра y^* , но этот диапазон не учитывает воздействия внешней среды: помехи, вибрации; износ оборудования и многого другого. Как следствие достоверность можно оценить результатом сравнения диапазона значений, основанного на точности измеряемой величины, с другим диапазоном, полученным отличным путём. Диапазон, с которым производится сравнение будем далее именовать **характерным диапазоном** изменения параметра. Способы получения характерного диапазона различны: экспертная оценка, предыстория поведения ОУ или параметра, косвенный расчёт.

В модели оценивания достоверности значения параметров контроля и управления АСУТП должны быть представлены с учётом различного рода неопределённостей. [83]

Однако для оценивания достоверности значений параметров в реальном времени необходимо, чтобы характерный диапазон изменялся синхронно с технологическим процессом. В параграфе 2.5.5 рассматривается теоретический базис для описания динамического характерного диапазона изменения параметра на основе исторических данных о технологическом процессе и экспертных знаний.

Проведя обзор методов определения достоверности необходимо сделать несколько замечаний:

- 1) В настоящее время отсутствует единая методика определения достоверности значений параметров.

- 2) Большинство существующих в автоматизированных системах управления методов проверки достоверности входной информации рассчитано на определение явной неисправности.
- 3) Основная часть систем управления не учитывает неопределённой природы исходной информации.
- 4) На практике очень сложно выбрать набор методов, которого было бы достаточно для определения достоверности применительно к рассматриваемому технологическому процессу.
- 5) Не определена иерархия методов, в том смысле, что если параметр не достоверен по одному из методов определения достоверности, то неизвестно означает ли это его недостоверность вообще, особенно в случае, когда применение другого метода приводит к обратному результату.

Таким образом неясно, может ли полученное значение некоторого параметра использоваться в управляющих алгоритмах АСУТП или нет. Может ли агрегат, имеющий недостоверные значения параметров быть допущен к групповому регулированию активной мощности или нет.

В этой связи далее рассматривается базис, который может быть использован при описании параметров контроля и управления АСУТП в моделях для оценивания достоверности. Затем модель оценивания достоверности будет интегрирована с моделью рационального управления составом агрегатов.

2.5.3 Средства динамического описания характерного диапазона

Для оценивания достоверности необходимо сравнивать величину, полученную от средства измерения параметра с учётом точности с характерным диапазоном. В этом параграфе проводится обзор методов представления характерного диапазона, способного описать и экспертную оценку, и оценку, основанную на предшествующем опыте функционирования объекта управления, и оценку, полученную на основании косвенных расчётов.

Человек, работая с неточной информацией, умеет получать приемлемые результаты. Это происходит из-за того, что кроме собственно информации он использует правила, подсказываемые ему всем его предыдущим опытом. Возникает задача научить машину этим правилам (или передать имеющийся опыт). А перед тем как научить, необходимо сформулировать эти правила или создать механизм передачи этих правил без их формулирования. [84] Данная задача решается в экспертных системах (ЭС). После обучения экспертная система должна быть способна получать входную информацию и выдавать некоторые заключения, например, о достоверности того, что параметр принадлежит некоторому промежутку [70, 85]. Вообще экспертные системы способны решать довольно широкий круг задач, однако для оценки достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП не все механизмы могут быть применены: дело в том, что оценка достоверности должна формироваться на основе сравнения полученного значения параметра СУ с эталонным. Таким образом, экспертная система должна совместно с системой управления формировать эталонное значение, а это несколько ограничивает возможность применения аппарата экспертных систем.

Ещё один вариант представления знаний – моделирование. Следует отметить, что для построения большинства моделей необходимо чётко представлять внутренне устройство моделируемого объекта и особенности взаимодействия его узлов и агрегатов. На практике реализовать полную модель некоторого технологического объекта зачастую очень сложно и трудоёмко, однако создавая модель по избранным свойствам, для решения поставленной задачи можно получить имитацию этого объекта. В рамках рассматриваемой темы необходим инструментарий, способный представлять опыт функционирования системы, причём не зависящий от предметной области технологического процесса.

2.5.4 Модели для оценивания достоверности параметров

В работе проблема определения достоверности значений параметров рассматривается с точки зрения знания экспертов. В настоящем параграфе даётся

определение достоверности значения параметра на основе метрологических данных о параметре и характерного диапазона. Характерный диапазон изменения параметра обобщает экспертные оценки о параметре. Именно анализируя подход экспертов, можно выделить несколько этапов определения достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП:

- 1) проверка работоспособности полевого оборудования: датчиков, исполнительных механизмов, каналов связи, блоков питания и т.д.;
- 2) проверка соотношения значения параметра и области его возможных значений;
- 3) проверка истории поведения параметра – соотнесение текущего значения параметра с его значениями в аналогичной ситуации в предшествующих реализациях.
- 4) вычисление или оценивание, если возможно, по другим параметрам системы.

Первые два пункта из приведённого списка частично решаются существующими методами (см. параграф 2.5.1). Вопрос по определению *возможных* значений параметра в каждый момент времени открыт. Для определения возможных значений предлагается использовать характерный диапазон.

Как уже было отмечено ранее, модель для определения достоверности должна использовать опыт экспертов, учитывать историю функционирования АСУТП, проверять функциональные зависимости параметров. Под функциональными зависимостями понимается возможность вычисления значения одного параметра системы через другие. Таким образом, исключаются основные источники недостоверности значений параметров большинства современных АСУТП

Параграф 2.5.5 посвящён описанию математической модели оценивания достоверности значения параметра на основе характерных интервалов. Характерные интервалы представляют экспертные оценки, исторические данные о поведении параметра, и функциональные зависимости в рассматриваемый момент

времени. При этом значение параметра и характерный диапазон рассматриваются как статические, то есть без учёта их изменения во времени.

Однако характерные диапазоны должны изменяться с течением времени синхронно с параметрами объекта управления. Самое сложное при проверке достоверности – формализовать историю функционирования системы и описать функциональные зависимости, так что бы в реальном времени функционирования объекта управления и АСУТП, соответственно, формировались характерные диапазоны. Наиболее перспективным инструментарием для описания динамики технологического процесса представляются методы имитационного моделирования. На основе имитационной модели будет сформирована функционально-ориентированная модели технологического процесса. Имитационная модель рассматривается как специальная форма математической модели, в которой:

- декомпозиция системы на компоненты производится с учётом структуры проектируемого или изучаемого объекта;
- в качестве законов поведения, могут использоваться экспериментальные данные, полученные в результате натурных экспериментов;
- а поведение системы во времени иллюстрируется заданными динамическими образами.

Различные способы формирования динамического характерного диапазона на основе исторических данных и на основе функциональных зависимостей рассматриваются в параграфе 2.5.5.

Таким образом, имитационная модель технологического процесса способна формировать характерные диапазоны изменения параметров различными способами в реальном времени. В каждый момент времени на основе предложенных характерных диапазонов можно оценивать достоверность значений параметров по методике, описанной в параграфе 2.5.4.

В целом, имитационную модель технологического процесса, осуществляющую оценку достоверности по предложенной методике, образует функционально-ориентированную модель оценки достоверности.

2.5.4.1 Определение достоверности значения параметра на основе характерного диапазона

На основе предложенного подхода можно сформировать модель объекта управления с дискретными режимами (состояниями). В каждом режиме параметры объекта управления описываются непрерывными функциями (характерный диапазон поведения и функциональные зависимости). Такую модель можно описать как гибридную имитационную модель. Модель способна в реальном времени формировать для каждого параметра несколько интервальных оценок: характерный диапазон и расчётные значения по каждой функциональной зависимости во всех режимах функционирования ОУ, на основе чего происходит оценка достоверности значений параметров.

Достоверность значения параметра для одного характерного диапазона

Пусть в некоторый момент времени $t \in T$ в АСУТП наблюдается некоторое значение параметра $y \in Y$, тогда истинное значение параметра ТП y^* основывается на измеренном значении, с учётом ошибок измерения и преобразования, передачи данных, вычисления и прочих: $y^* = y + \varepsilon$. Величина ошибок, в общем случае, неизвестна и не является постоянной $\varepsilon = y^* - y \neq const$. С учётом метрологической оценки точности измерительно-вычислительного канала значение параметра можно представить доверительным интервалом:

$$Y = [y - a, y + a], \quad (48)$$

где $a = \max(\varepsilon) > 0$ – величина, характеризующая неопределённость параметра в рассматриваемый момент времени таким образом, что истинное значение параметра технологического процесса y^* непременно принадлежит интервалу $[y - a, y + a]$ в каждый момент времени технологического процесса. В общем случае величина a может изменяться во времени в зависимости от режимов технологического процесса. Существует достаточно большое количество методов оценивания величины a , описанных у Дж. Сквайрса [80], Н.И. Тюрина [81], П.В. Новицкого [82] и других [86, 87, 88, 89].

Достоверность наблюдаемого значения параметра $D(y)$ есть степень соответствия значения y в АСУТП ГЭС действительному значению параметра технологического процесса y^* . В этом случае достоверность D обратно пропорциональна отклонению $|y - y^*|$.

Однако на практике истинное значение y^* неизвестно, поэтому достоверность можно оценить в результате сравнения с другой величиной – характерным диапазоном значений параметра, полученным, например, экспертным путём. Далее в работе будут рассмотрены и другие способы формирования характерного диапазона.

Пусть задан характерный диапазон параметра Y как экспертная интервальная оценка:

$$Y_{\text{хар}} = [y_{\min}, y_{\max}], \quad (49)$$

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

$$D(y, Y_{\text{хар}}) = \begin{cases} 0, & y - a > y_{\max} \text{ или } y + a < y_{\min} \\ 1, & y - a > y_{\min} \text{ и } y + a < y_{\max} \\ \frac{y + a - y_{\min}}{2a}, & y - a \leq y_{\min} \\ \frac{y_{\max} - (y - a)}{2a}, & y + a \geq y_{\max} \end{cases} \quad (50)$$

Рассуждая таким образом, можно заметить, что значение параметра, заданное с трапецидальной функцией $D(y)$ образует нечёткую величину \bar{y} заданную на множестве вещественных чисел R , с множеством функций определяющих степень принадлежности $D(y)$ значения параметра Y к достоверным (50). Иначе выражение (50) можно записать в виде вектора, описывающего характерные точки трапеции – значения в которых функция принадлежности становится равной минимуму (0) или максимуму (1) $\bar{y} = (y_1; y_2; y_3; y_4) = (y_{\min} - (2a); y_{\min}; y_{\max}; y_{\max} + (2a))$.

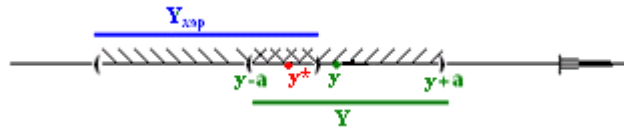


Рисунок 20 Пересечение интервалов Y и Y_{xap}

Иными словами, если пересечение интервалов Y (14) и Y_{xap} (50) строго равно $d(Y)=2a$ - диаметру интервала Y , то параметр считается абсолютно достоверным по рассматриваемой оценке, если меньше $d(Y)$, но больше нуля (Рисунок 20), оценка достоверности в диапазоне $(0;1)$, в противном случае – параметр недостоверен по рассматриваемой интервальной оценке. [90, 91]

Интерпретация достоверности значения параметра

Для интерпретации оценки достоверности удобно использовать лингвистическую переменную, характеризуемую набором свойств $(X, T(X), U, G, M)$, где

X – наименование переменной: “достоверность значения параметра”,

$T(X)$ – терм-множество значений X , заданных на множестве $U=[0, 1]$: (“достоверно”, “недостоверно”) с соответствующими функциями принадлежности $D(y, Y_{xap})$ и $1 - D(y, Y_{xap})$;

G — синтаксическое правило, порождающее термы $T(X)$: (“сомнительно”);

M - семантическое правило, назначающее соответствие каждой нечёткой переменной (терму) её смысл.

Интерпретация достоверности может быть различной, одна из интерпретаций предполагает использование порога доверия и порога сомнения. Введём две величины: порог доверия d_{trust} и порог сомнения d_{doubt} такие, что $d_{trust}, d_{doubt} \in [0, 1]$ и $d_{trust} > d_{doubt}$. Значение параметра y (Рисунок 21):

$$M(y) = \begin{cases} D(y, Y_{xap}) \geq d_{trust}: \text{достоверно} \\ D(y, Y_{xap}) < d_{doubt}: \text{недостоверно,} \\ d_{doubt} \geq D(y, Y_{xap}) > d_{trust}: \text{сомнительно} \end{cases}, \quad (51)$$

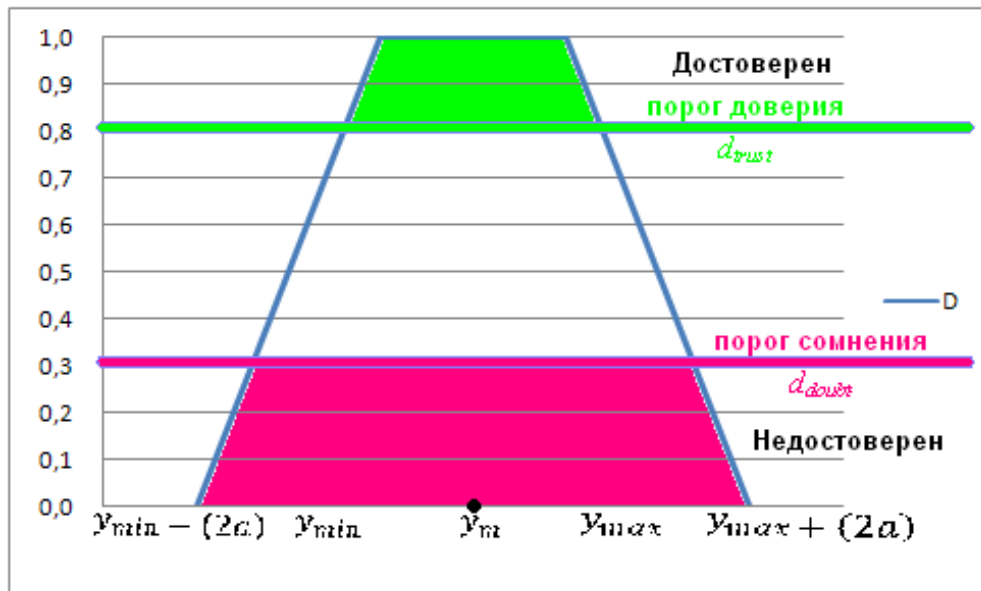


Рисунок 21 Интерпретация оценки достоверности

Сомнительное значение параметра y_t указывает на то, что диапазоны частично пересекаются, следовательно, необходимо проверить по другим критериям или характерным диапазонам достоверность параметра (Рисунок 21).

Пример 3:

температура подпятника в рабочем режиме $T_{п}$ составляет от 50°C до 60°C и измеряется с погрешностью $a=1^{\circ}\text{C}$, тогда значению температуры $T_{п}=50,1^{\circ}\text{C}$ будет соответствовать достоверность $D(T_{п}=50,1^{\circ}\text{C})=0,55$; аналогично $D(T_{п}=52,0^{\circ}\text{C})=1$, $D(T_{п}=60,8^{\circ}\text{C})=0,1$.

Пример 4:

пусть по разным каналам в систему поступают 3 параметра расхода: Q с точностью $0,01$ и $Q1$, $Q2$ с точностью $0,02$, связанные функциональной зависимостью $Q1 = Q - Q2$, и в некоторый момент времени $Q1 = 23\text{ м}^3/\text{с}$, $Q = 41\text{ м}^3/\text{с}$, $Q2 = 18,5\text{ м}^3/\text{с}$.

Тогда $Q1 = [22,54; 23,46]$; $Q = [40,59; 41,41]$; $Q2 = [18,13; 18,87]$, расчётное значение $Q1_p = [21,78; 23,28]$, таким образом, достоверность значения параметра $Q1$ $D(Q1) = 0,8043$. Если $Q2 = 18,1$ $D(Q1) = 1$, если $Q2 = 17$, $D(Q1) = 0,228$.

Пример 5:

Опишем некоторую часть технологического процесса: на прямолинейном фрагменте трубопровода, ограниченного с обеих сторон задвижками, установлен

датчик расхода. Очевидно, если обе задвижки закрыты, то расход не может быть отличным от нуля. Получаем функциональную зависимость алгоритмического вида (параграф 2.5.5.3) с двумя дискретными параметрами (состояние задвижки 1, 2: открыт) и 1 аналоговым (расход). Следовательно, если обе задвижки закрыты и расход не равен нулю, то, как минимум, один из параметров недостоверен, то есть функциональная зависимость не выполняется.

Модельное значение параметра по одному характерному диапазону

На основе оценки достоверности, полученной по приведённой методике, возможно формирование модельного значения. В случае отказа источника данных или канала система управления может ориентироваться на модельное значение. На основе представленной математической модели оценки достоверности возможно формирование модельного значения. В случае отказа источника данных или канала система управления может ориентироваться на модельное значение, вычисляемое как нечёткое среднее, совпадающее с медианой интервала характерного диапазона, заданного по (49). Если представить нечёткую величину \bar{y} в виде вектора, описывающего трапецию, (Рисунок 21) $\bar{y} = (y_1; y_2; y_3; y_4)$, то модельное значение по одному характерному диапазону можно представить:

$$y_m = \frac{1}{4}(y_1 + y_2 + y_3 + y_4) = \frac{1}{2}(y_{min} + y_{max}) \quad (52)$$

Заметим, что нечёткое среднее совпадает с медианой ХД по построению (50).

2.5.4.2 Достоверность значения параметра по нескольким характерным диапазонам

В общем случае для некоторых параметров $y_i \in Y$ системы можно сформировать не одну, а несколько интервальных оценок $Y_{хар_i}^{(j)}, j = \overline{1, k_i}$ вида (49), поскольку экспертов может быть несколько, а кроме того возможно вычисление значения одного параметра в зависимости от значений других параметров системы. Тогда для каждой оценки $Y_{хар_i}^{(j)}$ можно определить нечёткую величину $\bar{y}_i^{(j)}$ с достоверностью (функцией принадлежности), определяемой выражением (50),

$D(y_i, Y_{\text{хар}}^{(j)})$, $1 \leq j \leq k_i$, где k_i – общее число интервальных оценок параметра y_i . Среднюю оценку достоверности параметра y_i можно получить на основе нечёткой арифметики несколькими способами: объединением нечётких величин, анализом минимумов и максимумов функций принадлежности и другими. Способ расчёта должен отвечать требованию низкой вычислительной сложности для вычислений в реальном времени, а также учитывать поправки эксперта. В этой связи для расчёта объединённой оценки достоверности предлагается использовать линейную комбинацию нечётких величин, где линейные коэффициенты определяются экспертом:

$$D(y) = \sum_{j=1}^k \alpha_j D(y, Y_{\text{хар}}^{(j)}), \text{ при } \sum_{j=1}^k \alpha_j = 1 \quad (53)$$

где $D(y)$ – средняя оценка достоверности параметра $y \in Y$, $D(y_i, Y_{\text{хар}}^{(j)})$ – достоверность параметра y по j -й интервальной оценке, $\alpha_k \in [0; 1]$ – весовой коэффициент, задаваемый экспертом исходя из анализа приоритетов интервальных оценок. Если все характерные диапазоны равнозначны (имеют равный приоритет, по мнению эксперта), то

$$D(y) = \frac{1}{k} \sum_j D(y, Y_{\text{хар}}^{(j)}).$$

Среднее модельное значение параметра

Среднее модельное значение предлагается вычислять как нечёткое среднее по всем нечётким величинам $\bar{y}_i^{(j)}$, эта величина совпадает с медианой среднего характерного интервала по построению (50):

$$\langle y \rangle = \frac{1}{2} \left(\sum_{j=1}^k \alpha_j (y_{\text{min}}^{(j)} + y_{\text{max}}^{(j)}) \right), \text{ при } \sum_{j=1}^k \alpha_j = 1 \quad (54)$$

Можно также учесть достоверность текущего и предшествующего значения: $\langle y \rangle^t = (y(t)) * D(y) + y(t-1) * (1 - D(y))$, где $\langle y \rangle^t$ – модельное значение на основе нечёткого среднего по всем характерным диапазонам в текущий момент

времени t , $y(t)$ – измеренное значение параметра y в момент времени t , $y(t-1)$ – последнее значение параметра y , известное достоверно.

Среднее модельное значение может быть использовано в алгоритмах системы управления, например, при отказе источника данных параметра.

Граница управления

Возможность управления по модельным оценкам должна быть ограничена, поскольку управление на основе только имитированных значений приведёт к непрогнозируемому результату. Чтобы ввести такое ограничение, предположим, что параметры $y_i, i = \overline{1, n}$ не содержат дублирующих параметров. Тогда достоверность всей системы определяется минимальной достоверностью параметров системы:

$$D(Y) = \min_i D(y_i), \text{ управление нецелесообразно при } D(Y) < d_{trust} \quad (55)$$

Управление объектом АСУТП ГЭС чаще всего нецелесообразно при $D(Y) < d_{trust}$, в таких случаях объект лучше остановить для ремонта и профилактики.

Достоверность группы дублирующих параметров определяется максимальной достоверностью параметра в группе, при этом в выражении (55) всю группу дублирующих параметров представляет только параметр с максимальной достоверностью.

Значительное количество недостоверных параметров также свидетельствует об отключении агрегата от группового управления (ГРАМ и РУСА).

2.5.5 Формирование динамического характерного диапазона

Ранее было рассмотрено статичное определение достоверности значения параметра на основе характерного диапазона, то есть рассматривался временной срез технологического процесса. Модель же должна функционировать синхронно с АСУТП и в динамике формировать в каждый момент времени характерный диапазон для всех параметров. Для описания динамики технологического процесса целесообразно использовать представление техпроцесса в виде последовательности режимов, реализованных средствами имитационного моделирования.

Описание технологического процесса в виде режимов является исторически сложившимся и устоявшимся фактом. Под режимом понимают поведение параметров, качественно отличное от поведения на других участках (Рисунок 22). Различают установившиеся и переходные режимы.

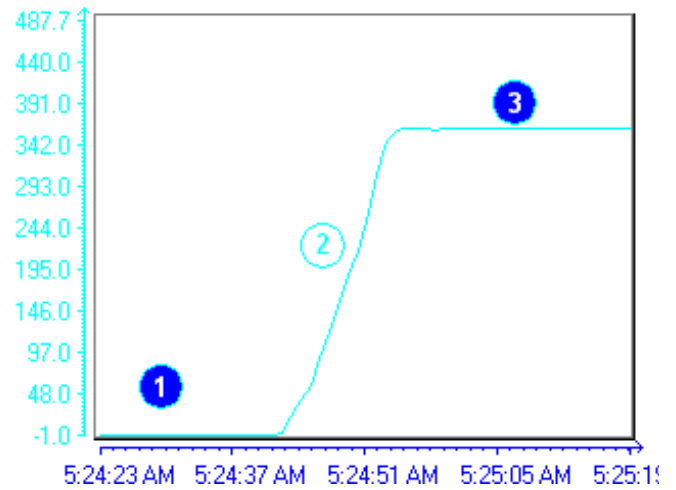


Рисунок 22 Технологические режимы:
1, 3 - установившиеся, 2 - переходный

Рассмотрим абстрактный технологический процесс на примере (Рисунок 23). Пусть технологический процесс характеризуется множеством входных и выходных параметров $Y = \{y_1, \dots, y_n\}$ и содержит множество режимов $Q = \{q_1, \dots, q_m\}$. Каждому режиму соответствует одна из функций $F = \{f_i: T \times Y \rightarrow Y\}$. Переход из одного режима в другой осуществляется событийно по выполнению некоторого условия и, в общем случае, выполняется по некоторому алгоритму. Множество режимов и переходов описываются ориентированным графом $S = \{Q, E\}$, где $E = \{(q_i, q_j), i, j = 1, m\}$ – множество дуг, каждой дуге соответствует пара: предикат $pr_i: T \times Y \rightarrow \{true, false\}$ и алгоритм alg_i . Причём каждый режим, может содержать подрежимы, то есть каждый узел графа может быть гиперузлом. По этой теме есть немало работ, выполненных Д. Форрестером [92, 93]], Д. Харелом [94, 95], Д. Бучем, И. Якобсоном, Д. Раумбахом [96], Б. Селиком [97, 98], А.С. Устенко, Н.П. Бусленко [99], А.Н. Мелиховым, Ю.Г. Карповым [100], Ю.Б. Сениченковым, Ю.Б. Колесовым [101] и другими. Они показали, что подобные системы могут быть формально описаны картой состояний. Тогда модель технологического процесса образует гибридный автомат и описывается моделью А. Пнуэли : $H = \{Y, S, Q_0, F, Pr, Alg\}$, где $Y = \{y_1, \dots, y_n\}$ – множество входных и выходных параметров, $S = \{Q, E\}$ – граф с множеством режимов $Q = \{q_1, \dots, q_m\}$ и множеством ориентированных дуг $E = \{(q_i, q_j), i, j = 1, m\}$, каждому режиму поставлена в

соответствие одна из функций $F = \{f_i: T \times Y \rightarrow Y\}$, а каждой дуге – пара (pr_i, alg_j) , состоящая из предиката $pr_i: T \times Y \rightarrow \{true, false\}$ и алгоритма alg_j , Q_0 – определяет множество начальных режимов. Причём каждый узел графа (режим) может быть и гиперузлом, кроме того в каждый момент непрерывного времени T на дугах, исходящих из текущего состояния, может стать истинным только один предикат.

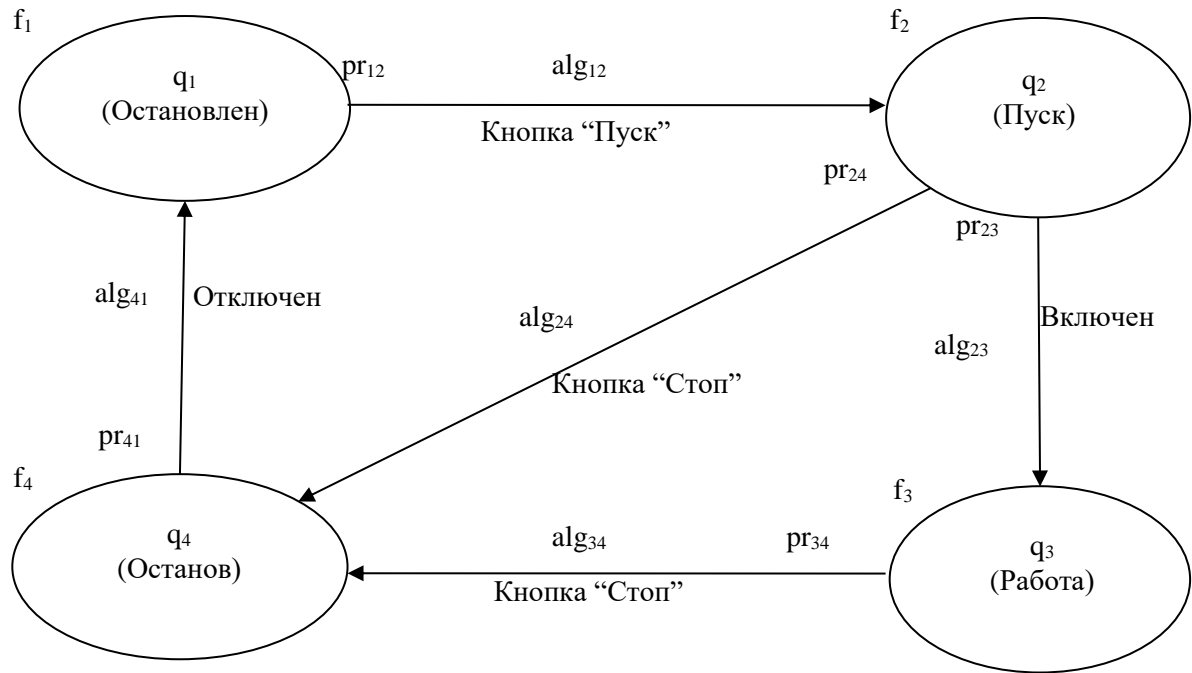


Рисунок 23 Пример технологического процесса

Для построения имитационной модели по карте состояний H , определяемой выражением, способной в реальном времени формировать характерный диапазон, необходимо осуществить следующие операции:

1. Выделить множество параметров контроля и управления АСУТП Y , необходимых для управления объектом.
2. Провести декомпозицию функционирования объекта управления на режимы Q с описанием смены режимов (переходов) E , так будет сформирован граф S для переменных Y .
3. Описать множество функций F поведения параметров Y в режимах Q .

В качестве параметров имитационной модели выступают интервалы характерных диапазонов параметров вида (49).

Для декомпозиции и выделения режимов эксперт разделяет весь процесс на участки, в которых параметр изменяется по некоторому стабильному легко формализуемому закону. Логично связать эти участки с технологическими режимами ОУ. В каждом режиме предполагается поведение параметра, качественно отличное от поведения в других состояниях ОУ. Более подробно описывается в разделе 2.5.5.2 “Построение карты состояний”.

Описание в имитационной модели каждого участка (по времени) характерного диапазона выполняется в рамках технологического режима путём выделения нескольких подрежимов. В простейшем случае в рамках каждого подрежима характерный диапазон описывается двумя прямыми линиями (линией минимума и линией максимума). В параграфе 2.5.5.3 описываются способы формирования характерного диапазона.

После выбора способов формирования характерных диапазонов, необходимо провести идентификацию модели, эта процедура описана в параграфе 2.5.6

Далее формулируется критерий адекватности характерного диапазона изменения параметра реальному поведению параметра. Описание приведено в параграфе 2.5.7.

Все параметры подвергаются проверке согласно критерию адекватности, в случае если параметр не удовлетворяет заданному критерию, необходимо изменить характерный диапазон изменения параметра.

В простейшем случае характерный диапазон изменения параметров может в некотором виде задать эксперт, тогда критерий адекватности будет определяться исключительно опытом эксперта. В реальных системах для формирования характерного диапазона изменения параметра рекомендуется воспользоваться историей функционирования объекта или функциональными зависимостями.

Рассмотрим более подробно каждый из этапов создания имитационной модели.

2.5.5.1 Представление параметров в имитационной модели

Использование функциональных зависимостей для параметров, выраженных чёткими величинами, на практике затруднено, поскольку чёткое представление не учитывает неточность измерения, ошибки передачи информации и оценки эксперта. Кроме того, невозможно ожидать точного совпадения рассчитанного и измеренного значений параметра. В этой связи для решения такой задачи необходимо использовать методы описания неопределённости. В представленной работе для описания неопределённости используются интервалы [102, 103]. В реальных системах истинное значение параметра неизвестно, известна лишь его оценка с некоторой точностью, которую определяют средства измерения, каналы передачи данных, внешние воздействия, ошибки округления, вычисления и прочие. В этом случае значение параметра в произвольный момент времени можно представить интервалом (49) в то время как имитационная модель должна сформировать характерный диапазон изменения параметра, соответствующий этому параметру в рассматриваемом режиме в настоящий момент времени t (49). При этом величины a , y_{min} , y_{max} могут изменяться с течением времени технологического процесса в зависимости от режимов, а также в пределах одного режима.

Описание функций $a(t)$, $y_{min}(t)$, $y_{max}(t)$ может быть выполнено на основе аппарата имитационных моделей, подробно механизм описания рассмотрен в параграфе 2.5.3.

2.5.5.2 Построение карты состояний

Одной из черт сложного поведения является наличие у системы нескольких качественно различных, последовательно сменяющих друг друга во времени, поведений. Инженеры обычно называют их "режимами функционирования". Такой тип сложного поведения можно реализовать, если описать всю совокупность допустимых, простых, в некотором смысле, частных поведений (возможно, это будет иерархическая структура), и указать правила переключения с одного поведения на другое. Организованная таким образом сложная динамическая

система в каждый конкретный момент времени ведёт себя как некоторая простая динамическая система. Под простейшей динамической системой обычно понимается система, поведение которой задаётся совокупностью обыкновенных дифференциальных уравнений в форме Коши с достаточно гладкими правыми частями, обеспечивающими существование и единственность решения.

Каждое конкретное поведение можно отождествить со значением некоторой дискретной переменной, а мгновенные переключения текущего поведения - с дискретными событиями. Для передачи информации о дискретных событиях в другие блоки используют специальные переменные - сигналы. Набор дискретных состояний вместе с условиями переходов из одного состояния в другое образует обычное дискретное поведение. В моменты переходов могут происходить мгновенные скачкообразные изменения значений переменных. Поскольку в каждом из дискретных состояний элементарный блок ведёт себя как некоторая непрерывная система, то поведение блока в целом является непрерывно-дискретным или гибридным.

Граф переходов, узлам которого приписаны некоторые непрерывные отображения, а дугам – условия переходов и выполняемые действия, называется гибридным автоматом. В настоящее время для формального описания дискретных "машин состояний" стандартом de facto стала "карта состояний" (statechart), придуманная Д. Харелом и "канонизированная" в стандарте UML [96].

Опишем простейшую карту состояний, приведённую ранее (Рисунок 23). Технологический процесс состоит из четырёх режимов:

$$Q = \{q_1 - \text{“Остановлен”}; q_2 - \text{“Пуск”}; q_3 - \text{“Работа”}; q_4 - \text{“Останов”}\}.$$

В каждом из режимов над параметрами Y действует соответствующая функция $F = \{f_1; f_2; f_3; f_4\}$. Смена режимов осуществляется событийно, по выполнению условия предикатов:

$$Pr = \{pr_{12} - \text{нажата кнопка “Пуск”}; pr_{34} = pr_{24} - \text{нажата кнопка “Стоп”}; pr_{23} - \text{выключатель включён}; pr_{41} - \text{выключатель отключён}\}.$$

При переходе, в общем случае предусмотрено выполнение некоторого алгоритма $Alg = \{alg_{12}; alg_{23}; alg_{24}; alg_{34}; alg_{41}\}$

Изначально объект остановлен, далее по нажатию на кнопку “Пуск” (pr_{12}) происходит переход в режим пуска. По выполнению условия pr_{23} происходит переход в рабочий режим. Для останова объекта требуется нажатие на кнопку “Стоп” ($pr_{24} = pr_{34}$). Режим “Останов” завершается по условию pr_{41} . После чего осуществляется переход в остановленное состояние. Каждое из событий, по которому осуществляется смена режима, является дискретным и выполняется мгновенно.

Карта состояний, узлам которой приписаны некоторые непрерывные отображения, называется гибридной картой состояний.

Гибридная карта состояний представляет собой простую и очень наглядную форму визуального представления смены поведений.[104]

Таким образом мы сформировали карту состояний: $H = \{Y, S, Q_0, F, Pr, Alg\}$, где заданы $S = \{Q, E\}$ – режимы и дуги, начальное состояние $Q_0 = \{q1\}$, алгоритмы и условия переходов Alg, Pr ; Y – множество параметров технологического процесса. Для полного определения имитационной модели необходимо сформировать множество функций F . Эта задача представляется самой сложной, поскольку множество F – должно описывать значения характерных диапазонов значений параметров Y . Далее подробно будет описано формирование характерного диапазона изменения параметра, как основополагающего для определения достоверности значения параметра технологического процесса.

2.5.5.3 Формирование характерного диапазона изменения параметра

После описания карты состояний необходимо определить характерный диапазон изменения параметров в каждом из состояний.

В работе [52] рассмотрены различные варианты построения характерного диапазона:

- на основе исторических данных;
- минимаксное;
- вероятностное; [82, 105-111];

- нечеткое; 112
- функциональное[103, 113-120];

Для иллюстрации приведем самый простой и самый распространённый на практике.

Характерный диапазон на основе исторических данных

В качестве исходной информации для определения характерного диапазона изменения параметра предлагается использовать исторические данные архива АСУТП. Этот источник имеет несколько положительных свойств:

- данные принадлежат реальному технологическому процессу;
- значение параметра в АСУТП формируется при одних и тех же источниках неопределённости (одинаковая цепь преобразований, идентичные внешние воздействия);
- дискретность архивов определяется характером поведения параметра: важность параметра, скорость изменения и т.д. в этой связи значения параметра, не вошедшие в архив, можно считать несущественными.

Основная идея заключается в следующем: пусть имеется N реализаций некоторой технологической ситуации, отобранных экспертом, тогда значение параметра y в каждый момент времени новой реализации можно с некоторой уверенностью заключить в интервал, определённый предыдущими реализациями y_1, \dots, y_N .

Следует отметить, что идея сравнения текущей реализации с прошедшим не нова, существуют аналогичные механизмы в смежных областях.

Например, уставки. Уставка – это некоторое предельное технологическое значение параметра, выход за которое приведёт к изменению режима. Различают уставки трёх типов: аварийные, предупредительные и управляющие. При выходе значения параметра за величину аварийной уставки, как правило, происходит переход от нормального функционирования системы к аварийным режимам. Также различают верхние и нижние уставки, которые могут образовать диапазон значений, нормальных для данного параметра технологического процесса. На

практике уставки представляют собой постоянные величины неизменяющиеся в ходе технологического процесса, которые формируются на основе долгосрочного наблюдения за системой; изменение уставок происходит редко и связано с изменениями в технологическом процессе. В моделях для оценивания достоверности значений параметров границы диапазона служат только для определения достоверности значений параметра, то есть в отличие от уставок они (границы) не влекут непосредственного управления технологическим оборудованием. То есть, можно сказать, что уставки являются частью технологического процесса. Другим менее важным отличием уставок от границ диапазона является динамичность: значения границ диапазонов изменяются не только от режима к режиму, но и в течение режима.

Другим примером из смежной области является метод контрольных карт в системах контроля качества [121], где аналогично на основе многих реализаций формируют “коридор” допустимых по качеству изделий и при выходе за границу контрольного диапазона, отбраковывают изделие [122, 123].

В отличие от метода контрольных карт обработка потока значений параметров контроля и управления АСУТП с целью контроля их достоверности имеет разные направления: контроль качества принадлежит MES системам, и, следовательно, для метода контрольных карт предъявляются значительно более мягкие требования к скорости обработки информации. Как уже отмечалось ранее, требования к скорости обработки информации является одним из основополагающих в АСУТП. Кроме отличий в сфере применения интервальных оценок также в представленной работе предлагается новая методика формирования диапазона для оценки достоверности, которая, впрочем, может быть применена и в других областях. Далее в работе описывается новая методика формирования диапазона, по которому можно судить о достоверности значений параметров контроля и управления АСУТП

Оценка достоверности на основе исторических данных предполагает сравнение значения параметра в настоящий момент времени с аналогичными значениями в прошлом. Если в некоторый момент времени поведение параметра

(объекта) становится отличным (непохожим) на его же реализации в прошлом, то такое значение полагается недостоверным.

Учитывая, что число предшествующих реализаций постоянно увеличивается, удобно выделить диапазон *характерных* значений параметра в каждом из режимов, и производить сравнение текущего значения параметра с границами диапазона. Иными словами, пусть имеется N реализаций некоторой технологической ситуации (режима), тогда значение параметра y в каждый момент времени можно с некоторой уверенностью заключить в интервал, определённый предыдущими реализациями y_1, \dots, y_N , в общем случае, с различной длительностью режима, т.е. $T_1 \dots T_N$ соответственно. Интервальную область, в каждый момент времени определяющую интервал, в котором находилось значение рассматриваемого параметра за N реализаций, мы будем называть *характерным диапазоном* изменения параметра. В каждом из режимов на основе данных архива системы управления (SCADA-системы) можно сформировать характерный диапазон изменения параметров.

Отметим, что характерный диапазон, сформированный описанным способом, зависит от числа реализаций N : чем меньше реализаций, тем ниже уверенность в том, что $N+1$ реализация будет принадлежать сформированной интервальной области. Очевидно, недостаток ретроспективных данных необходимо восполнить, одним из источников информации может стать эксперт технологического процесса. Эксперт на основе своего опыта и знаний определит величину, на которую следует увеличить характерный диапазон в каждом режиме. Для уменьшения количества режимов и подрежимов, а также для внесения поправок эксперта может возникнуть необходимость описания границ характерного диапазона более сложными способами, например, аппроксимацией с использованием нелинейных функций, нейронных сетей и других.

Следует заметить, что в любых архивах информация хранится в дискретном виде, то есть значения параметров хранятся с некоторым периодом таким образом, что значение параметра между временными отсчётами не определено. В то же время для использования её в модели удобнее определить непрерывную функцию,

чтобы иметь возможность получать адекватные значения параметра и между отсчётами t_i и t_{i+1} моментами времени, в этой связи ставится задача калибровки, основанной на аппроксимации. В результате в каждый момент времени параметр $y(t) \in [\underline{Y}(t), \bar{Y}(t)]$, где функции $\underline{Y}(t)$ – функция-аппроксимант нижней границы характерного диапазона изменения параметра, $\bar{Y}(t)$ – функция-аппроксимант верхней границы характерного диапазона изменения параметра.

Далее описываются несколько возможных способов формирования характерного изменения параметра.

2.5.6 Идентификация имитационной модели

Идентификация (калибровка, параметризация) имитационной модели заключается в приведении имитации к реальному объекту управления. Главная задача разработчика модели – определить коэффициенты для приведения имитации к реальному технологическому процессу, если таковые коэффициенты требуются.

Поскольку функциональные зависимости следуют (наследуются) из предметной области, то их вид считаем предопределённым. При необходимости нужно вычислить коэффициенты.

Для характерного диапазона, сформированного на основе дискретных значений архива АСУТП, существует необходимость заменить описание характерного диапазона с дискретного на непрерывное, поскольку оценка достоверности значения параметра должна быть возможна не только в заданные отсчёты времени, но и между ними. Вид этих функций в каждом режиме предлагает эксперт.

Таким образом, идентификация имитационной модели может быть выражена в виде задачи определения коэффициентов к функциям, заданного вида. Решение такого рода задач рассматривается в теории оптимизации, в частном случае эта задача может быть сведена к аппроксимации [124]. Существует достаточно большое число методов аппроксимации, в работе рассматривались самые популярные из них

- 1) Методы спуска (подъёма): покоординатный поиск, метод Розенбока, метод деформируемого многогранника (метод Нелдера-Мида), метод Пауэла, градиентные методы, метод Ньютона-Рафсона, случайный поиск минимума, метод штрафных функций и многие другие. Не смотря на многообразие методов, необходимо заметить, что не существует метода, который был бы эффективен для решения всех задач. Эффективность методов во многом зависит от вида целевой функции и от начальных условий [125 - 128].
- 2) Аппроксимация методом наименьших квадратов (МНК) в общем случае приводит к решению уравнений на основе матриц большой размерности, как следствие повышается трудоёмкость написания общего алгоритма [125, 126].
- 3) Генетические алгоритмы относятся к методам случайного поиска решения задач оптимизации. Они основаны на имитации механизмов естественного отбора и природных генетических механизмов (выживание наиболее приспособленных). Достоинства генетических алгоритмов: способность получения действительно глобального решения и применение генетических алгоритмов не связано со сложным математическим анализом задач, - Что позволяет находить решения для задач, где целевые функции многоэкстремальны, или пространства поиска частично нерегулярны. Кроме того, они могут использоваться для предотвращения застревания в локальных оптимумах [129 - 133].

Поскольку в реальности ресурсы систем АСУТП ограничены, то распространена и несколько изменённая задача аппроксимации: описать некоторый тренд небольшим количеством кривых низших порядков, так что бы суммарная ошибка была в пределах допустимой. При этом допускается, неточное совпадение исходных точек с точками функции-аппроксиманта. Ниже представлен пример такой задачи (Рисунок 24).

Особенности задачи:

- большое количество точек, по которым производится аппроксимация (обычно, сотни - тысячи);
- малое количество интервалов (обычно, единицы);
- элементарные функции-аппроксиманты (обычно – прямые, реже – полиномы 2-5 степени);
- Необходимо разбить исходную функцию на фрагменты так, чтобы в каждом фрагменте функция описывалась таким образом, чтобы итоговая функция ошибки уменьшалась.

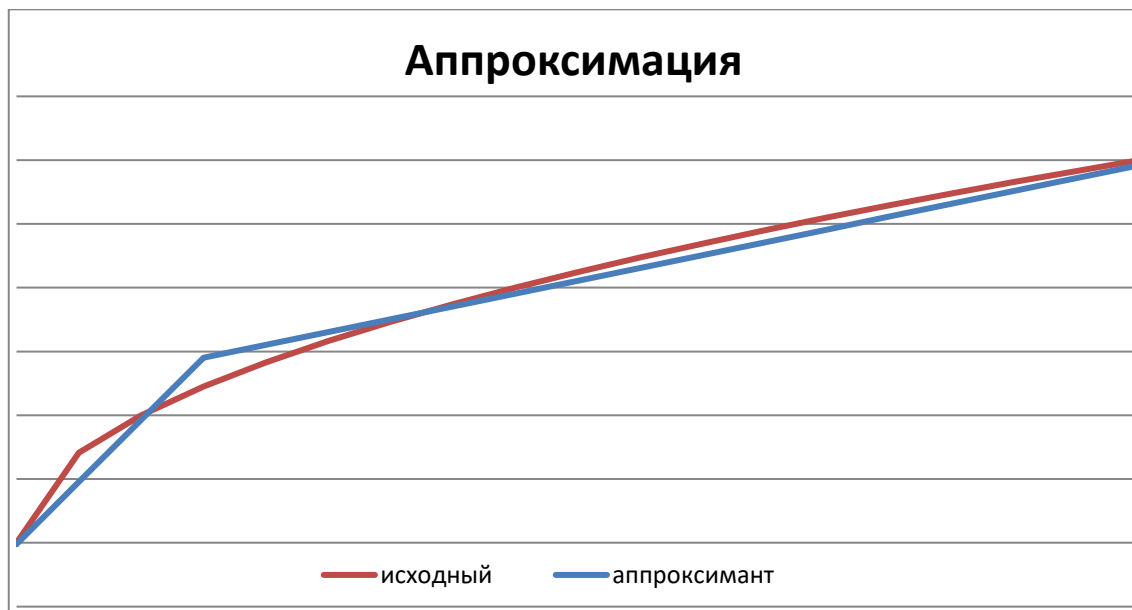


Рисунок 24 Пример аппроксимации

Монотонность минимального значения fitness-function – достаточно строгое условие, поскольку в существующих генетических алгоритмах реализуются многочисленные операторы выбора родителей и формирования новой популяции [132].

Решению задачи аппроксимации генетическим алгоритмом посвящено множество работ, среди которых [112], [131], [133].

2.5.7 Адекватность диапазона характерного изменения параметра

При реализации моделирующих алгоритмов вырабатывается информация о состояниях процесса функционирования исследуемых систем. Эта информация является исходным материалом для определения приближённых оценок искомых

характеристик, получаемых в результате машинного эксперимента, т.е. критериев. Критерием будем называть любой количественный показатель, по которому можно будет судить о результатах моделирования системы. Критериями могут служить показатели, получаемые на основе процессов, действительно протекающих в системе, или получаемых на основе специально сформированных функций этих процессов [66, 71].

Адекватность модели зависит от целей моделирования и принятых критериев [66].

Значение любой характеристики адекватности определяется только как результат сравнения различных моделей [134].

В рамках рассматриваемой темы участвуют 2 модели: модель объекта управления, зафиксированная в архивах SCADA-системы, и имитационная модель для определения достоверности значений параметров, построенной на основе экспертных знаний, истории функционирования ОУ и функциональных зависимостей. Сравним эти 2 модели.

Поскольку в качестве исходных данных взяты реализации технологического процесса из архивов SCADA-системы, то их адекватность технологическому процессу не вызывает сомнений, поскольку период сохранения параметров в базе данных SCADA-системы, как правило, определяется в зависимости от скорости изменения параметра. Таким образом, значения параметра между временными отсчётами можно считать несущественными.

Поскольку множество реализаций было заменено на пару дискретных функций, описывающий характерный диапазон изменения параметра в дискретном времени одним из нескольких способов: минимаксным, вероятностным или нечётким.

Минимаксный – в этом случае в результирующем интервале характерного поведения параметров отбираются из существующих реализаций, соответственно, каждая точка диапазона, будет однозначно принадлежать одной из базовых реализаций. А поскольку каждая из реализаций адекватна технологическому

процессу, то и диапазон характерного поведения параметра, построенного таким образом с учётом поправок эксперта, будет адекватен технологическому процессу.

Вероятностный и нечёткий. Построение диапазона характерного изменения параметра этими способами отличает наличие меры доверия: вероятность и возможность. Вследствие чего базовые реализации подменяются функциями, в которых, возможно, ни одна точка не совпадёт с базовыми. Поэтому считать адекватными эти функции возможно только с той же мерой доверия.

Следующий шаг построения модели – замена дискретных функций нижней и верхней оценкой характерного поведения параметра непрерывными $\underline{Y}(t)$ и $\bar{Y}(t)$ посредством аппроксимации с некоторой ошибкой E , которая получается суммой ошибок аппроксимации каждой функции: $E = E(\underline{Y}) + E(\bar{Y})$.

Поскольку в основе функциональных зависимостей лежат естественные закономерности технологического процесса, то вид таких функций не оказывает влияния на адекватность модели в целом. Однако коэффициенты этих функций могут быть найдены неточно. Для характерного диапазона, сформированного на основе функциональных зависимостей, аналогично может быть известна погрешность расчёта E в заданном режиме.

Если для каждого параметра в каждом режиме эксперт сформирует условия допустимой точности E_{max} , то критерий адекватности диапазона характерного изменения параметра в одном режиме можно сформулировать следующим образом:

Если $E \leq E_{max}$, то построенный характерный диапазон изменения параметра адекватен технологическому процессу, в противном случае, когда $E > E_{max}$, необходимо: либо пересчитать коэффициенты описывающей функции, либо сделать новое предположение о виде описывающей функции (для характерного диапазона на основе исторических данных), либо ввести дополнительный режим, после чего вновь провести параметризацию модели.

Характерный диапазон поведения параметра считается адекватным технологическому процессу в целом, если в каждом режиме выполняется условие $E_i < E_{max i}$, где i – номер режима.

Идентификация параметра $y(t)$, где $t \in [0, T_q]$ - время режима $q \in Q$ проводится согласно следующему алгоритму:

1. Эксперт предполагает вид $Y_{xap}(t) = [y_{min}(t); y_{max}(t)]$.
2. Эксперт задаёт максимально допустимую ошибку описания режима E_{max} .
3. Определяются необходимые коэффициенты описания границ характерного диапазона по критерию минимальности квадрата отклонения значений функций $y_{min}(t); y_{max}(t)$ от значений параметра y из архива SCADA системы, заданных дискретно $y_{min}^{БД} = \{y_{min}^{БД}(t_i)\}, t_i=0..T_q$:

$$\underline{E} = \sum_{t_i=0}^{T_q} (y_{min}(t_i) - y_{min}^{БД}(t_i))^2 \rightarrow \min$$

$$\overline{E} = \sum_{t_i=0}^{T_q} (y_{max}(t_i) - y_{max}^{БД}(t_i))^2 \rightarrow \min \quad (56)$$

$$E = \underline{E} + \overline{E}$$

4. Если общая ошибка E не превышает максимальной ошибки E_{max} : $E \leq E_{max}$, то включаем $Y_{xap}(t)$ в множество функций F имитационной модели: $Y_{xap}(t) \in F$.
5. В противном случае $E > E_{max}$, необходимо сделать новое предположение о виде $Y_{xap}(t)$, или разбить режим q на подрежимы, после чего снова выполнить идентификацию.

Пример 6:

Приведём описание верхней границы характерного диапазона изменения параметра “Частота вращения гидроагрегата, N” в режиме “Пуск”. Описание верхней границы диапазона в рассматриваемом режиме можно сделать множеством способов, приведём 2 из них:

1. Прямыми линиями (минимум двумя): $N = \begin{cases} 1,093 * t - 1,093, & \text{если } t < 66,34 \\ 0,2 * t + 54, & \text{иначе} \end{cases}$, при $0 < t \leq 180$. При этом ошибка (среднеквадратическое отклонение) описания будет равна $E(\overline{N}) = 0$. В этом случае в режиме “Пуск” 2 подрежима.

2. Полиномом $N = 4,25 \cdot 10^6 t^3 - 4,21 \cdot 10^3 t^2 + 1,1266t - 1,121$. В этом случае ошибка описания составила $E(\bar{N}) = 1,62$. При этом режим “Пуск” не содержит подрежимов.

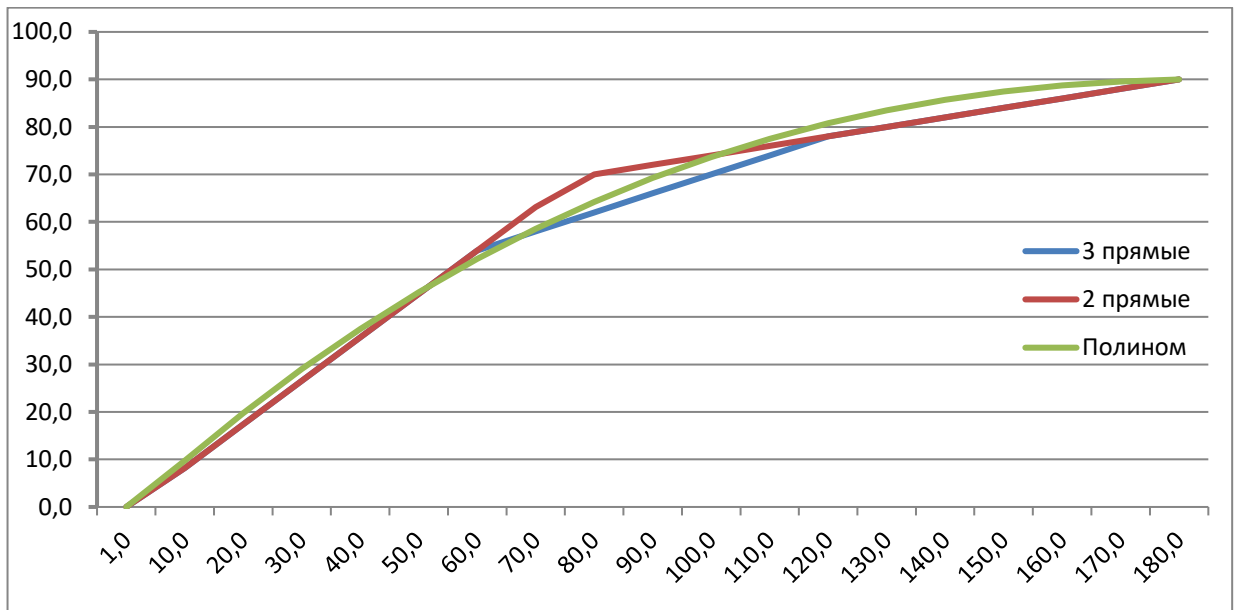


Рисунок 25 Описание верхней границы характерного диапазона изменения параметра N

Если задать величину $E_{max} = 1,5$, то это будет означать, что вариант описания 2 не подходит, следовательно, необходимо: либо воспользоваться первым вариантом, либо найти более точное решение для задачи аппроксимации полиномом.

Примечание к примеру: коэффициенты полинома искались генетическим алгоритмом с параметрами 500 поколений, 30 хромосом, вероятность кроссинговера 0,5, вероятность мутации 0,5. Приведённое решение было получено за 2,3 секунды.

2.5.8 Алгоритм построения модели динамических параметров ГА для РУСА

Функционально-ориентированные модели описывают идеальное эталонное функционирование гидроагрегата с необходимой точностью и с необходимой детализацией, ограниченной лишь экспертом для решения задачи оценки состояния агрегата и рационального управления составом агрегатов. В параграфе 2.5.4.2 описана граница управления для гидроагрегатов, достоверность параметров

которых вышла за пороговое значение. Очевидно, что для безоговорочного использования моделей в системе рационального управления все параметры гидроагрегата должны быть достоверны. При этом следует заметить, что поскольку в модели описывается нормальное поведение, то любое отклонение, связанное, в том числе, с предупредительными и аварийными ситуациями, будет зафиксировано как “недостоверное”.

Таким образом, можно сформулировать критерий оценки состояния ГА для изменения состава агрегатов следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{на пуск: } D_{ГАi}(Y) &\rightarrow \max, \\ \text{на останов } D_{ГАi}(Y) &\rightarrow \min. \end{aligned} \quad (57)$$

Иными словами, предпочтительным к переводу агрегата с индивидуального управления на групповое или предпочтительным к пуску агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров, которого выше.

Симметрично, предпочтительным к переводу агрегата с группового управления на индивидуальное или предпочтительным к останову агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров, которого ниже.

Также можно использовать для критерия оценки состояния ГА количество достоверных, количество сомнительных и количество недостоверных параметров ГА. Тогда, очевидно, что предпочтительным к пуску агрегатом будет агрегат, содержащий наибольшее количество достоверных параметров и наименьшее количество сомнительных или недостоверных параметров. На останов – наоборот.

Алгоритм приведён ниже

1. Определение параметров гидроагрегата, необходимых для определения состояния агрегата. Чаще всего выделяют следующие параметры:
 - a. Активная мощность,
 - b. Открытие направляющего аппарата,
 - c. Напор,
 - d. Расход через турбину,
 - e. Частота вращения агрегата,
 - f. Температуры подпятника, подшипника,

г. Вибрации, биения

2. Определение функциональных зависимостей, описанных в параграфе 2.5.5, например, можно использовать разницу минимального и максимального значения некоторого диагностического параметра (температуры, вибрации) за последний час работы не должна превышать некоторого установленного значения. Для каждого параметра ΓAi формируется карта состояний, в каждом состоянии определяется характерный диапазон (см. параграф 2.5.5)
3. В режиме исполнения модель контролирует достоверность всех параметров (см. параграф 2.5.4)
4. Вычисляем достоверность параметров i -го агрегата в целом.
5. Сортируем массив достоверностей гидроагрегатов по убыванию, гидроагрегат соответствующий первому элементу массива рекомендуется к пуску, последний – к останову.

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

Пример 7:

Пусть будет ГЭС с 2 гидроагрегатами со следующими характеристиками $p_{min}^{\Gamma A1} = 45, p_{max}^{\Gamma A1} = 50, p^{\Gamma A1} = 44$ МВт, $p_{min}^{\Gamma A2} = 38, p_{max}^{\Gamma A2} = 48, p^{\Gamma A2} = 44$ МВт, оба агрегата работают в ГРАМ, мощность распределяется поровну, однако агрегат ГА1 вышел за границу доверенной зоны, следовательно, он должен быть, как минимум, исключён из группового управления, а как максимум, поставлен в очередь на останов.

2.5.9 Применение функционально-ориентированных моделей в системах управления

Возможные применения функционально-ориентированных моделей в системах управления детально описано в работах и может быть использовано для диагностики и оценки состояния оборудования, анализа информационной безопасности, обучения операторов, средства для отладки программного обеспечения, виртуальной пусконаладки, оптимизации и повышения эффективности техпроцесса [52, [135, 136, 137, 170] и др.

2.6 Параметры регулирования ГА

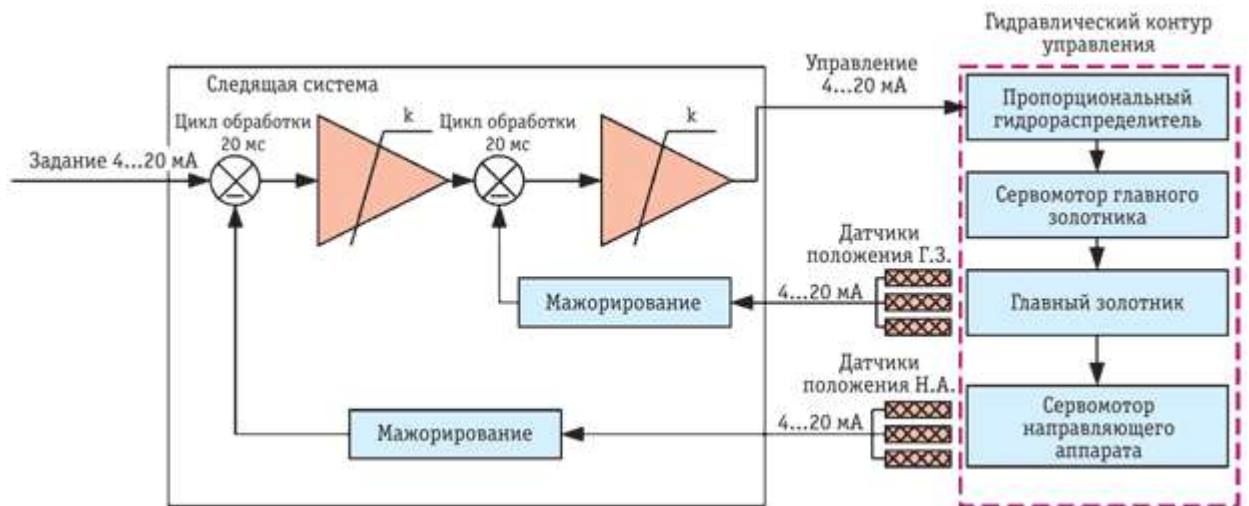


Рисунок 26 Принцип работы регулятора агрегата

С точки зрения объекта регулирования агрегат получает задание активной мощности от системы группового регулирования и исполняет задание. Основной принцип проиллюстрирован (Рисунок 26) [138]

Системы регулирования гидроагрегатом строятся в соответствии с ИЕС61362[139] и требованиями системного оператора к участникам оптового рынка электроэнергии [140].

Регулирование по частоте выполняется с помощью апериодического звена [141]:

$$T \frac{dy(t)}{dt} + y(t) = Kx(t) \quad (58)$$

$$K = \frac{1}{bp} ; T = \frac{Td}{Kp}$$

Где K – коэффициент усиления, ν_r – величина статизма, T – постоянная времени, K_p , T_d – коэффициент усиления и постоянная времени интегрирования

С позиции системы группового регулирования гидроагрегат, получает задание, и исполняет его с некоторым запаздыванием и некоторой допустимой неточностью, задание формируется, как правило, ступенями с учетом физических возможностей направляющего аппарата. В систему группового регулирования активной мощности ГЭС по обратной связи возвращается величина отработанного задания, дополнительно в систему группового регулирования передается значение мощности, участвующей в первичном регулировании частоты энергосистемы.

2.7 Основные выводы и рекомендации

1. Описаны методы моделирования основных характеристик гидроагрегата: табличный, полиномиальный. За основу для дальнейшего моделирования основных характеристик ГА использован полиномиальный, при недостаточной точности полинома используются табличные представления. Используемый подход из-за быстроедействия, простоты и невысокой вычислительной сложности позволяет реализовать модели как на уровне программируемых логических контроллеров, так и серверов систем диспетчеризации (ВУ АСУТП).
2. Предложены альтернативные многомерные методы моделирования основных характеристик ГА на основе оптимального кубического Эрмитова сплайна и комбинированного метода с использованием радиально базисных нейронных сетей.
3. Предложен метод восстановления эксплуатационной характеристики агрегата на основе оптимального Эрмитова сплайна и нелинейных преобразований, позволяющий
 - a. исследовать изменение характеристик с течением времени;
 - b. восстанавливать характеристики по малому числу наблюдений.

Методы многомерной аппроксимации являются перспективными и практически значимыми, поскольку проведение натуральных экспериментов для восстановления(уточнения) характеристик гидроагрегата – технически и организационно сложная задача, требующая измерения расхода и КПД ГА при различных напорах воды. Однако низкое быстродействие и высокая сложность препятствуют непосредственному применению предложенных методов в системах автоматизации для управления процессом в реальном времени.

4. На основе основных характеристик гидроагрегата предложен основной критерий эффективности гидроагрегата, основанный на расчете потенциальных потерях энергии агрегата от вынужденной работы на меньшем КПД.
5. Для моделирования динамических параметров гидроагрегата предлагается использовать функционально ориентированные модели, сочетающие имитационное моделирование для описания динамики процесса и характерные диапазоны параметров для учета неопределенностей.
6. Проанализировав существующие методы контроля достоверности, необходимо сделать несколько замечаний: отсутствует единая методика определения достоверности значений параметров; узкая специализация существующих методов и зачастую невозможность обнаружения неявной неисправности; кроме того, основная часть систем управления не учитывает неопределённой природы исходной информации. В этой связи необходим альтернативный подход к определению достоверности, при этом он (подход) должен учитывать знания экспертов и опыт функционирования системы.
7. Достоверность значения параметра предлагается оценивать сравнением диапазона значений, основанного на метрологических данных средства измерения параметра, с характерным диапазоном. Характерный диапазон должен учитывать историю функционирования ОУ,

экспертные оценки и функциональные зависимости. Для динамического изменения ХД синхронно с ТП наиболее перспективными представляются методы имитационного гибридного моделирования.

8. Проведённый обзор методов описания неопределённости показывает, что в рамках рассматриваемой задачи наибольший интерес представляют интервальный подход, вероятностные методы и нечёткая логика. Однако, поскольку интервальные методы представляют различные типы неопределённости при наличии меньшей информации, т.е. не требуют предположений о функции распределения вероятностей или функции принадлежности, то предпочтительнее интервальный подход для описания параметров контроля и управления АСУТП
9. Предложена математическая модель оценивания достоверности параметров контроля и управления АСУТП на основе меры вхождения метрологического диапазона значения параметра в характерный диапазон изменения параметра. В качестве математического аппарата меры оценивания выбраны нечёткие величины. Рассмотрен обобщающий случай с несколькими характерными диапазонами. Предложен механизм расчёта модельного значения параметра, позволяющий примерно оценить реальное значение параметра в случае, когда источник параметра неисправен.
10. Предложена методика построения функционально-ориентированной модели, способной в режиме реального времени формировать характерные диапазоны для оценивания достоверности. Рассмотрено несколько способов формирования характерных диапазонов: на основе экспертных знаний, на основе исторических данных системы управления и на основе функциональных зависимостей. Для формирования характерных диапазонов изменения параметров рекомендуется использовать аппарат интервальных вычислений, поскольку он не требует значительных вычислительных ресурсов, таким образом, этот аппарат подходит для использования в системах с низкими

вычислительными возможностями, но с жёсткими временными ограничениями, то есть в АСУТП

11. Предложен математический аппарат для идентификации проверки адекватности имитационной модели на основе сравнения с базой данных АСУТП (SCADA-системы). Для идентификации могут быть применены различные методы оптимизации.
12. Сформулирован критерий оценки состояния ГА для системы РУСА.
13. Описан алгоритм построения функционально-ориентированной модели для рационального управления составом агрегатов.
14. Представлены основные направления применения функционально-ориентированных моделей с примерами для диагностики, для проверки алгоритмов управления, для активного участия в технологическом процессе, в информационной безопасности АСУТП, обучения операторов.

3 Моделирование групповых систем управления активной мощностью ГЭС

3.1 Описание потенциальной эффективности ГЭС

Настоящий параграф посвящен анализу и поиску критериев, способных адекватно оценить и в перспективе увеличить эффективность (КПД) ГЭС.

Очевидно, что эффективность ГЭС связана с КПД гидроагрегатов, однако целевая функция, максимизирующая КПД агрегатов из всех доступных на станции и предпочитающая для изменения состава с наивысшим(низшим для останова) КПД агрегат, увеличивающий КПД ГЭС, приводит к нарушению требований, изложенных в параграфе 1.3 по равномерности расхода ресурса агрегатов и по уменьшению необоснованного изменения состава агрегатов. Сформулируем требования к критерию увеличения КПД ГЭС:

1. аддитивность, чтобы сумма показателей по ГА отражала эффективность всей ГЭС;
2. целеустремленность - демонстрация отклонений от идеального положения;
3. непредвзятость, объективность ко всем агрегатам, установленным на станции, независимо от того, модернизированный это агрегат или проработавший длительное время. Возраст должен учитываться за счет других параметров этого агрегата: наработки, большее количество отклонений от эталонной модели и т.д.

Если проверить параметр КПД ГА на соответствие перечисленным требованиям, то оказывается, что он ни одному из них не удовлетворяет: КПД ГА определяется эксплуатационной характеристикой гидротурбины и, как правило, в рабочем режиме изменяется от 86 до 96%. На ГЭС используются агрегаты от разных производителей, имеют разные габариты, их технические характеристики в процессе эксплуатации могут измениться и отличаться от изначальных. При этом, если два ГА работают с КПД 92%, это не означает, что вся ГЭС работает с КПД 92%, это также не означает, что агрегаты на 8% отклонились от своего

потенциального максимума при действующем напоре. Если в распоряжении ГЭС есть агрегат, который может работать в заданных условиях с КПД 96%, совсем не обязательно, что он непременно должен быть запущен в работу, а один из работающих остановлен.

Кроме того, было бы крайне желательно, чтобы критерий объяснялся физикой процесса.

Выражение (4) основано на физической природе и выражает отклонение выработки агрегата от значения мощности в оптимальном диапазоне работы. В силу выражения (47), необходимого для обеспечения условия аддитивности, сформулированного в самом начале главы, можно определить потенциальную эффективность работы ГЭС в целом как суммарное значение потенциальных эффектов всех агрегатов ГЭС в данных условиях (данный момент времени, работающие агрегаты, постоянный напор и т.д.).

$$E_{\text{ГЭС}} = \sum_{i=1}^N (\mathcal{E}_{\text{Г}Ai} - \mathcal{E}_{\text{Г}Ai}^{\text{опт}}), \quad \text{где } \mathcal{E}_{\text{Г}Ai} = \int P_{\text{Г}Ai} dt \quad (59)$$

, где dt – время в течение которого оценивается эффективность, N – число агрегатов на ГЭС, $P_{\text{Г}Ai}$ – текущая мощность i -го агрегата в момент времени dt , $\mathcal{E}_{\text{Г}Ai}^{\text{опт}}$ – оптимальная энергия i -го агрегата, произведённая на том же объеме воды при максимальном КПД для данного напора.

$$E^{\text{max}} = \sum_i E_{\text{Г}Ai} \rightarrow \min \quad (60)$$

Очевидно, что для ГЭС необходимо устремить потенциальные потери к минимуму. Иными словами, при фиксированном напоре из двух состояний ГЭС, определяемых разными наборами работающих агрегатов, предпочтительным является то, где потенциальные потери ГЭС меньше.

Аналогично, к этому же выводу можно прийти, предположив, что на ГЭС работают все агрегаты. Тогда коэффициент полезного действия ГЭС будет максимален тогда, когда все действующие агрегаты будут работать на своих максимальных КПД, отклонение от этого состояния характеризует неэффективность работы станции. В случае, если агрегат отключен, то его КПД не

должно учитываться в общей формуле расчета КПД станции, поскольку этот агрегат находится в резерве и может быть использован при необходимости.

Основываясь на выражении (60), можно определить необходимость изменения состава агрегатов от системы РУСА. Изменением состава агрегатов обычно считают пуск, останов или перевод агрегата через зону нежелательной или ограниченной работы. При изменении состояния одного агрегата из группы, задание на группу остаётся неизменным, как следствие разность мощности, вызванная изменением состояния j -го агрегата, перераспределяется по остальным агрегатам группы с учётом их индивидуальных и групповых ограничений.

Если изменение состояние одного j -го агрегата приводит к максимальному уменьшению суммарного значения потенциальных потерь, при условии, что все ограничения также будут выполняться, то это изменение может считаться рекомендованным по критерию увеличения КПД ГЭС.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{опт}} &= \frac{Q_{\text{ГAi при } \Delta Pj}}{Q_{\text{оптимальный}}} * N_{\text{оптимальное}} * \eta_{\text{ген при max}(\eta_{\text{турб}}) \\
 P_{\text{при } \Delta Pj} &= N_{\text{ГAi при } \Delta Pj} * \eta_{\text{ген ГAi при } \Delta Pj} \\
 E(j)_{\text{ГAi}}^{\text{РУСА}} &= \begin{cases} -|P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{\text{опт}}|, & P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{\text{опт}} < 0 \\ 0, & P_{\text{при } \Delta Pj} - P_{\text{опт}} \geq 0 \end{cases} \\
 E^{\text{РУСА}} &= \min_j E(j)_{\text{ГAi}}^{\text{РУСА}}
 \end{aligned} \tag{61}$$

Разница потерь мощности в настоящий момент времени и после лучшего изменения состояния агрегатов определяет минимальную границу эффективности РУСА.

$$E^{\text{min}} = E^{\text{max}} - E^{\text{РУСА}} \tag{62}$$

Таким образом, получаем интервальную оценку, определяющую потенциал системы рационального управления составом агрегатов $E=[E^{\text{min}}; E^{\text{max}}]$. Минимальный эффект от РУСА E^{min} – это такой эффект, когда в случае рекомендации РУСА по изменению состояния одного агрегата суммарный эффект ГЭС (ГРАМ) становится больше, чем текущий показатель эффективности по ГЭС (ГРАМ).

Максимальный эффект от РУСА E^{\max} – фактически означает, что все ГА, включённые в ГРАМ, работают без потерь, теоретически возможно, когда ГЭС приблизится к этой величине или даже будет равна ей, возможно после нескольких итераций - рекомендаций системы РУСА (нескольких шагов, рекомендующих изменение состояния).

Рекомендация системы РУСА выдаётся тогда, когда $E^{\min} > 0$ при выполнении всех ограничений.

К недостатку предложенного критерия следует отнести тот факт, что эксплуатационные и расходные характеристики, выданные производителем турбины, со временем могут претерпеть значительные изменения, однако принципиально их вид не изменится, принцип расчёта при этом остаётся неизменным. Для актуализации и уточнения эффекта следует периодически подтверждать характеристики ГА натурными испытаниями.

3.2 Моделирование ГРАМ

3.2.1 Функциональная схема ГРАМ

ГРАМ – система группового регулирования активной мощности ГЭС – является одной из самых ответственных систем на ГЭС, она получает задание активной мощности и распределяет это задание среди агрегатов ГЭС.

Рисунок 27 иллюстрирует упрощенную функциональную схему ГРАМ. На ней введены следующие обозначения по блокам:

ЗВМ – задатчик внеплановой (вторичной) мощности – блок, отвечающий за получение, обработку и формирование задания от системы ЦКС АРЧМ – центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и мощности Системного оператора.

РЗН – ручной задатчик нагрузки, формирующий плановое задание мощности ГЭС, согласно планового графика с учетом коррекции оператора.

ПА – блок формирования задания мощности от противоаварийной автоматики, включающий в себя несколько ступеней загрузки станции (УЗС) и ограничения генерации (ЦУОГ).

ИРЧ – интегральный регулятор частоты – локальная реализация регулятора частоты на случай отсутствия связи с ЦКС АРЧМ, задание формируется только тогда, когда блок ЗВМ не работает.

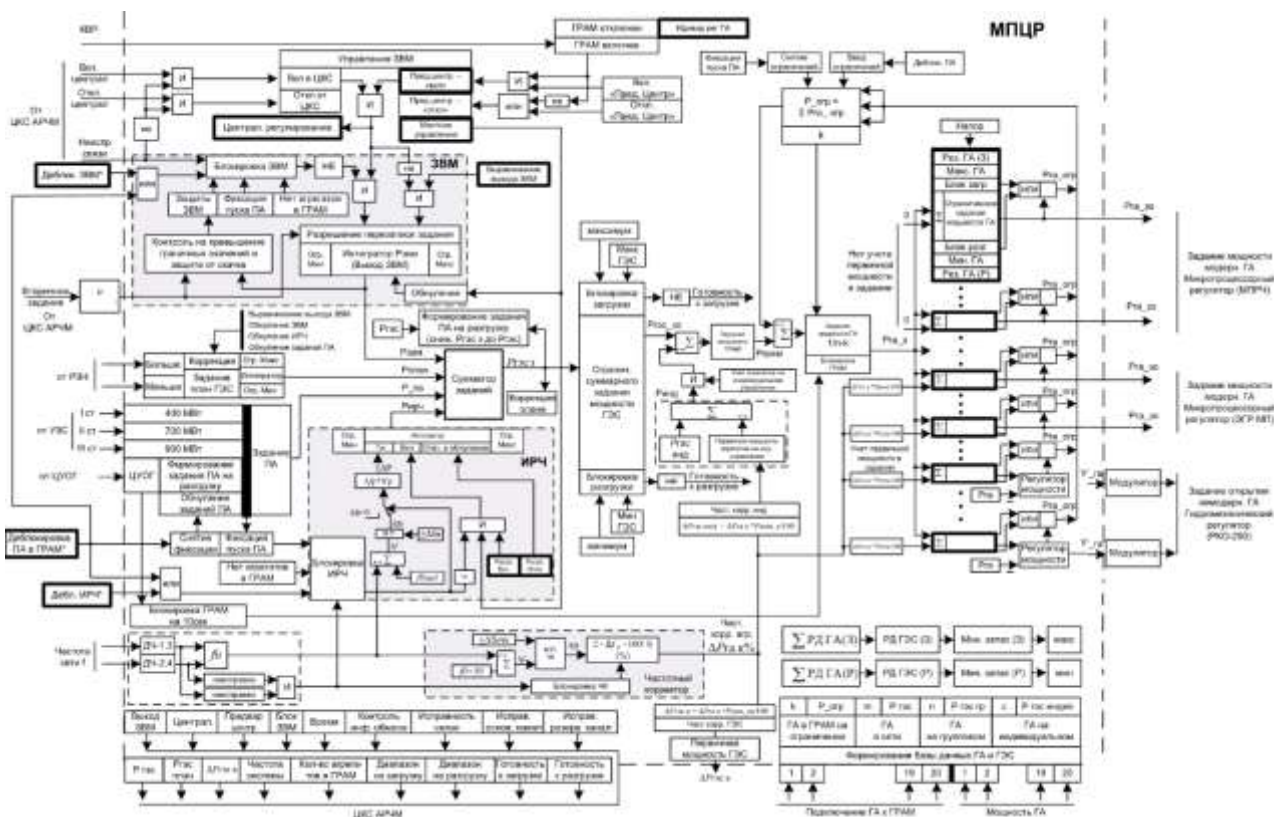


Рисунок 27 Пример функциональной схемы системы ГРАМ

Частотный корректор – блок рассчитывающий необходимую коррекцию мощности по частоте со статизмом по агрегатно.

Блок расчета диапазона регулирования – запас располагаемой мощности на загрузку и на разгрузку в зависимости от количества агрегатов на индивидуальном и на групповом управлении.

Блок основных ограничений – ограничивающий располагаемым диапазоном регулирования суммарное задание по всем компонентам мощности: плановому, внеплановому, противоаварийному и частотному (альтернатива внепланового).

Блок распределения мощности – блок расчета индивидуальных поагрегатных заданий мощности с учетом их индивидуальных ограничений: по эксплуатационной характеристике, генератора-турбина, оперативных, по кавитации и прочих...

Блок контроля следящий за исполнением агрегатами с разными органами управления (микропроцессорными регулятор частоты вращения,

электрогидравлическими регуляторами и с колонкой типа РКО-250) сформированное задание в установленные временные границы.

3.2.2 Влияние функции распределения мощности на состав агрегатов

Функция распределения мощности ГРАМ оказывает существенное влияние на КПД агрегатов и станции [142]. ГРАМ, формируя задание на агрегат, фактически определяет его эффективность и эффективность ГЭС в целом. При этом повышение эффективности может быть достигнуто на действующем оборудовании и не требует изменения состава агрегатов, что чрезвычайно важно, поскольку каждое изменение состава – это расходование ресурса. Следовательно, необходимо исследовать, какие функции распределения активной мощности можно было бы предложить для:

- 1) увеличения КПД ГЭС;
- 2) применения с агрегатами различных эксплуатационных характеристик;
- 3) максимизации скорости отработки задания ГЭС от системного оператора.

Проблемы группового управления связаны с тем, что на ГЭС практически не существует одинаковых агрегатов. Иногда на одной ГЭС встречаются агрегаты разных производителей, агрегаты работают на разных номинальных мощностях, но даже одинаковые эксплуатационные характеристики агрегатов одного производителя со временем становятся разными из-за индивидуальностей установки, режимов работы, из-за нагрузок и т.д. В силу этих же причин у агрегатов могут со временем сформироваться различные ограничения по режимам работы. В этой связи одинаковое задание на гидроагрегаты может по-разному сказываться на их КПД и на КПД ГЭС.

Рассмотрим подробнее 4 варианта распределения:

- равенство мощностей;
- равенство долей диапазонов;
- равенство отклонений от максимального КПД;
- равенство долей диапазонов на загрузку\разгрузку.

Пусть есть N агрегатов, включённых в групповой режим регулирования, с одной зоной разрешённой работы с ограничениями $P_{min_{ГАi}}, P_{max_{ГАi}}, i = 1, N$.

3.2.2.1 Равенство мощностей

Это самый распространённый способ распределения мощностей. Его популярность обусловлена простотой и наглядностью – все агрегаты имеют одинаковую мощность, это легко проверить, легко просчитать и убедиться, что задание на станцию выполняется верно, также видно, какой агрегат не справляется с поставленным заданием.

Этот вариант подходит для ГЭС, где все или значительное большинство агрегатов имеют одинаковые эксплуатационные характеристики.

Задание на каждый агрегат формируется итеративно:

- 1) Вычисляется первичная величина задания на агрегаты

$$P_{ГА} = \frac{P_{ГРАМ}}{N} \quad (63)$$

- 2) Если для i -го агрегата $P_{ГА} > P_{max_{ГАi}}$, то этот агрегат помечают “на ограничении”, вычисляют $\Delta_i = P_{ГА} - P_{max_{ГАi}}$ и принимают $P_{ГА} = P_{max_{ГАi}}$.
- 3) Если для i -го агрегата $P_{ГА} < P_{min_{ГАi}}$, то этот агрегат помечают “на ограничении”, вычисляют $\Delta_i = P_{ГА} - P_{min_{ГАi}}$ и принимают $P_{ГА} = P_{min_{ГАi}}$.
- 4) Считается количество агрегатов не на ограничении – K , а также недораспределённая мощность $\Delta = \sum \Delta_i$.
- 5) Если $\Delta = 0$ – распределение окончено, в противном случае $P_{ГРАМ} = \sum_{i=1}^K \sum P_{ГАi} + \Delta$ и снова все повторяется с шага 1) только над агрегатами не на ограничении $N=K$.

Пример 8:

Пусть есть ГЭС из 3-х агрегатов с разными эксплуатационными характеристиками (ЭХ), отображенными графически на рисунке ниже.

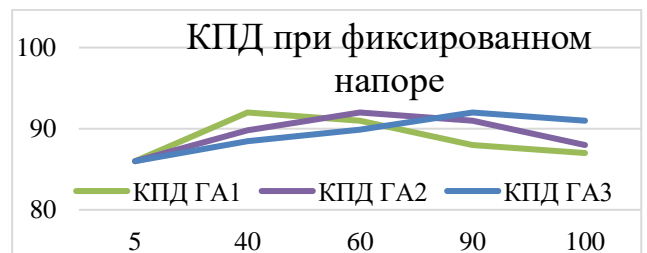


Рисунок 28 КПД ГА1,2,3 при фиксированном напоре

Таблица 5 Основные параметры ГА1,2,3

| | | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|--------------------------------------|-----|-----|------|------|-----------|
| Нижнее ограничение P _{min} | | 0 | 10 | 20 | 30 |
| Верхнее ограничение P _{max} | | 80 | 90 | 100 | 270 |
| ЭХ | 5 | 86 | 86 | 86 | |
| | 40 | 92 | 89,8 | 88,5 | |
| | 60 | 91 | 92,0 | 89,9 | |
| | 90 | 88 | 91 | 92 | |
| | 100 | 87 | 88 | 91 | |

Таблица 6 Равенство мощностей. Эксперименты.

| | | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|--|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Эксперимент 1. Распределить задание 150МВт. | | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | | 150 | | | |
| Мощность ГА, МВт | | 50 | 50 | 50 | 150 |
| КПД ГА | | 91,5 | 90,9 | 89,2 | |
| Мощность с макс КПД | | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери, МВт | | -0,25 | -0,55 | -1,41 | -2,21 |
| Эксперимент 2. Распределить задание 190МВт. | | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | | 190 | | | |
| Мощность ГА, МВт | | 63,33 | 63,33 | 63,33 | 190 |
| КПД ГА | | 90,7 | 91,9 | 90,1 | |
| Мощность с макс КПД | | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери, МВт | | -0,84 | -0,07 | -1,19 | -2,11 |
| Эксперимент 3. Распределить задание 260МВт. | | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | | 260 | | | |
| Мощность ГА, МВт | | 80,0 | 90,0 | 90,0 | 260 |
| КПД ГА | | 89,0 | 91,7 | 92,0 | |
| Мощность с макс КПД | | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери, МВт | | -2,40 | -0,30 | 0,00 | -2,70 |
| Эксперимент 4. Распределить задание 38МВт. | | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | | 38 | | | |
| Мощность ГА, МВт | | 8,0 | 10,0 | 20,0 | 38 |
| КПД ГА | | 86,5 | 86,5 | 87,1 | |
| Мощность с макс КПД | | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери, МВт | | -0,44 | -0,55 | -0,99 | -1,97 |

В экспериментах 3 и 4 равенства мощностей не получилось из-за ограничений.

Достоинства этого метода:

1. Простота – минимум вычислений, эксплуатирующий персонал легко может повторить и проверить алгоритм расчёта.

Недостатки:

1. Применим только для ГЭС с одинаковыми или близкими характеристиками ГА. В общем случае для ГЭС с разными типами ГА невозможно добиться потенциальных потерь = 0.
2. Сложность учета индивидуальных зон ограниченной работы.
3. В случае выхода агрегатов на ограничение, регулирование мощностью осуществляется за счет остальных агрегатов, таким образом уменьшается скорость реакции станции на внешнее задание.

Для учета этих недостатков агрегаты можно объединить в группы по диапазонам регулирования, по эксплуатационным характеристикам и т.д., но сложность алгоритмов управления существенно возрастет.

3.2.2.2 Долевое равенство диапазонов регулирования

Смысл распределения по долевному равенству диапазонов агрегатов – исключить или минимизировать работу агрегатов на ограничениях, а выполнять задание всеми агрегатами пропорционально их диапазону регулирования¹.

В этом случае считается имеющийся диапазон регулирования по ГЭС:

$$DP = \sum_{i=1}^N (P_{max_{ГАi}} - P_{min_{ГАi}}) \quad (64)$$

Рассчитывается коэффициент

$$\alpha = \frac{P_{ГРАМ} - \sum_{i=1}^N P_{min_{ГАi}}}{DP} \quad (65)$$

После чего задание на агрегаты будет равно:

$$P_{ГАi} = \alpha * (P_{max_{ГАi}} - P_{min_{ГАi}}) + P_{min_{ГАi}} \quad (66)$$

¹ Идея 2016 года принадлежит Сидорову Артему Андреевичу

Пример 9: Продолжение примера 8.

Таблица 7 Долевое равенство диапазонов. Эксперименты.

| | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Эксперимент 1. Распределение 150МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 150 | | | |
| Коэффициент | 50% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 40 | 50 | 60 | 150 |
| КПД ГА | 92 | 90,9 | 89,9 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | 0,00 | -0,55 | -1,27 | -1,82 |
| Эксперимент 2. Распределение 190МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 190 | | | |
| Коэффициент | 67% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 53,3 | 63,3 | 73,3 | 190 |
| КПД ГА | 91,3 | 91,9 | 90,8 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -0,36 | -0,07 | -0,86 | -1,29 |
| Эксперимент 3. Распределение 260МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 260 | | | |
| Коэффициент | 96% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 76,7 | 86,7 | 96,7 | 260 |
| КПД ГА | 89,3 | 90,6 | 91,3 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -2,04 | -1,25 | -0,64 | -3,94 |
| Эксперимент 4. Распределение 38МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 38 | | | |
| Коэффициент | 3% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 2,7 | 12,7 | 22,7 | 38 |
| КПД ГА | 85,6 | 86,8 | 87,2 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -0,17 | -0,65 | -1,08 | -1,90 |

Достоинства этого метода:

1. Простота – минимум вычислений, эксплуатирующий персонал легко может повторить и проверить алгоритм расчёта.
2. Применим для ГЭС с любыми эксплуатационными характеристиками ГА, любыми диапазонами.

3. Легко учесть индивидуальные зоны ограниченной и запрещенной работы: в этом случае в формулу подставляются минимальная и максимальная граница данной зоны регулирования ГА.
4. На ограничение выходят все агрегаты сразу, и все сразу сходят с ограничения, за счет этого всегда участвуют в регулировании все агрегаты, скорость реакции – максимальна.

Недостатки:

1. Не учитывает КПД ГА. В общем случае для ГЭС с разными типами ГА невозможно добиться потенциальных потерь = 0.

Для учета этого недостатка агрегаты можно объединить в группы по диапазонам регулирования, по эксплуатационным характеристикам и т.д., но сложность алгоритмов управления существенно возрастёт.

3.2.2.3 Равенство отклонений от максимального КПД

Идея заключается в том, что по возможности агрегаты должны стремиться к состоянию работы на максимальном КПД, а любое отклонение от максимального КПД делится поровну между агрегатами.

Для каждого ГА вычисляется $P_{ГАi \max \eta}$ по эксплуатационной характеристике ГА. Затем определяется идеальное задание на ГЭС

$$P_{ГЭС \max \eta} = \sum_{i=1}^N P_{ГАi \max \eta} \quad (67)$$

После чего задание на ГА определяется итеративно:

- 1) Вычисляется первичная величина задания на агрегаты

$$P_{ГАi} = P_{ГАi \max \eta} + \frac{P_{ГЭС \max \eta} - P_{ГРАМ}}{N} \quad (68)$$

- 2) Если для i -го агрегата $P_{ГА} > P_{\max ГАi}$, то этот агрегат помечают “на ограничении”, вычисляют $\Delta_i = P_{ГА} - P_{\max ГАi}$ и принимают $P_{ГА} = P_{\max ГАi}$.
- 3) Если для i -го агрегата $P_{ГА} < P_{\min ГАi}$, то этот агрегат помечают “на ограничении”, вычисляют $\Delta_i = P_{ГА} - P_{\min ГАi}$ и принимают $P_{ГА} = P_{\min ГАi}$.

- 4) Считается количество агрегатов не на ограничении – K , а также недораспределённая мощность ГЭС $\Delta = \sum \Delta_i$.
- 5) Если $\Delta = 0$ – распределение окончено, в противном случае $P_{\text{ГРАМ}} = \sum_{i=1}^K \sum P_{\text{ГА}i} + \Delta$ и снова все повторяется с шага 1) только над агрегатами не на ограничении $N=K$.

Пример 10:

Продолжение примера 8.

Таблица 8 Равенство отклонений от максимального КПД. Эксперименты.

| | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|--|-----------------|--------------|--------------|------------------|
| Эксперимент 1. Распределение 150МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 150 | | | |
| Мощность ГА, МВт | 26,7 | 46,67 | 76,67 | 150 |
| КПД ГА | 89,7142857 1 | 90,5 | 91,1 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -0,61 | -0,68 | -0,72 | -2,01 |
| Эксперимент 2. Распределение 190МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 190 | | | |
| Мощность ГА, МВт | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД ГА | 92,0 | 92,0 | 92,0 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Эксперимент 3. Распределение 260МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 260 | | | |
| Мощность ГА, МВт | 69,99 | 89,99 | 100 | 260 |
| КПД ГА | 90,0 | 91,7 | 91,0 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -1,40 | -0,30 | -1,00 | -2,70 |
| Эксперимент 4. Распределение 38МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 38 | | | |
| Мощность ГА, МВт | 0 | 10 | 28 | 38 |
| КПД ГА | 85,1 | 86,5 | 87,6 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | 0,00 | -0,55 | -1,23 | -1,77 |

Достоинства этого метода:

1. Учитывает КПД ГА. В общем случае для ГЭС с разными типами ГА возможно добиться потенциальных потерь = 0.
2. Применим для ГЭС с любыми эксплуатационными характеристиками ГА, любыми диапазонами.

Недостатки:

1. Сложность – много вычислений, причем часть зависит от постоянно меняющегося напора.
2. Сложно учесть индивидуальные зоны ограниченной и запрещенной работы.
3. Скорость реакции зависит напрямую от количества агрегатов не на ограничении.

Для учета этого недостатка агрегаты можно объединить объединяют в группы по диапазонам регулирования, по эксплуатационным характеристикам и т.д., но сложность алгоритмов управления существенно возрастёт.

3.2.2.4 Долевое равенство отклонений от максимального КПД

Идея аналогична 3.2.2.2, отличие заключается в том, чтобы зафиксировать целевое состояние ГА – максимальный КПД, а отклонение от задания делить пропорционально диапазонам на загрузку или на разгрузку. [143]

Для каждого ГА вычисляется $P_{\Gamma Ai \max \eta}$ по эксплуатационной характеристике ГА. Затем определяется идеальное задание на ГЭС

$$P_{\Gamma ЭС \max \eta} = \sum_{i=1}^N P_{\Gamma Ai \max \eta} \quad (69)$$

После считается имеющийся диапазон регулирования по ГЭС на загрузку и на разгрузку:

$$DP_{\text{загрузка}} = \sum_{i=1}^N (P_{\max \Gamma Ai} - P_{\Gamma Ai \max \eta})$$

$$DP_{\text{разгрузка}} = \sum_{i=1}^N (P_{\Gamma Ai \max \eta} - P_{\min \Gamma Ai}) \quad (70)$$

Тогда поагрегатное задание мощности вычисляется по формулам в зависимости от загрузки или разгрузки:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ГРАМ} > P_{ГЭСmax\eta} : \alpha_{загрузки} = \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭСmax\eta}}{DP_{загрузка}} \\ P_{GAi} = P_{GAimax\eta} + \alpha_{загрузки} (P_{maxGAi} - P_{GAimax\eta}), \\ \\ иначе : \alpha_{разгрузки} = \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭСmax\eta}}{DP_{разгрузка}} \\ P_{GAi} = P_{GAimax\eta} + \alpha_{разгрузки} (P_{GAimax\eta} - P_{minGAi}) \end{array} \right. \quad (71)$$

Пример 11:

Продолжение примера 8.

Таблица 9 Равенство отклонений от максимального КПД. Эксперименты.

| | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Эксперимент 1. Распределение 150МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 150 | | | |
| Коэффициент | -25% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 30,00 | 47,50 | 72,50 | 150 |
| КПД ГА | 90,28 | 90,6 | 90,8 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -0,51 | -0,65 | -0,90 | -2,06 |
| Эксперимент 2. Распределение 190МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 190 | | | |
| Коэффициент | 0% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 40,00 | 60,00 | 90,00 | 190 |
| КПД ГА | 92,0 | 92,0 | 92,0 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Эксперимент 3. Распределение 260МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 260 | | | |
| Коэффициент | 88% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 75,00 | 86,25 | 98,75 | 260 |
| КПД ГА | 89,5 | 90,4 | 91,1 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -1,88 | -1,37 | -0,86 | -4,10 |

| | ГА1 | ГА2 | ГА3 | ГЭС(ГРАМ) |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Эксперимент 4. Распределение 38МВт | | | | |
| Задание ГРАМ, МВт | 38 | | | |
| Коэффициент | -95% | | | |
| Мощность ГА, МВт | 2,00 | 12,50 | 23,50 | 38 |
| КПД ГА | 85,5 | 86,8 | 87,3 | |
| Мощность с макс КПД | 40 | 60 | 90 | 190 |
| КПД макс | 92 | 92 | 92 | |
| Потенциальные потери | -0,13 | -0,65 | -1,10 | -1,88 |

Достоинства этого метода:

1. Учитывает КПД ГА. В общем случае для ГЭС с разными типами ГА возможно добиться потенциальных потерь = 0.
2. Применим для ГЭС с любыми эксплуатационными характеристиками ГА, любыми диапазонами.
3. Возможно учесть индивидуальные зоны ограниченной и запрещенной работы: в этом случае в формулы подставляются ограничения текущей зоны ограниченной работы.
4. Скорость реакции максимальна, поскольку регулирование осуществляется всеми агрегатами сразу. На ограничения выходят также все агрегаты одновременно.

Недостатки:

1. Сложность – много вычислений, причём часть зависит от постоянно меняющегося напора.

3.2.3 Аprobация модели системы ГРАМ с распределением мощности по долевному равенству отклонений от максимального КПД

В настоящее время самым распространённым алгоритмом распределения активной мощности на гидроэлектростанциях является – равенство мощностей, в этом случае задание на каждый агрегат упрощено равно отношению общего задания на ГЭС к общему количеству агрегатов, участвующих в регулировании:

$P_{ГAi} = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{N}$. При своей простоте этот метод обладает рядом серьёзных недостатков:

1. Предполагает, что эксплуатационные характеристики агрегатов на ГЭС примерно равны, в то время как на одной ГЭС могут быть установлены агрегаты разных производителей с отличными диапазонами регулирования и эффективностью, более того характеристики агрегатов одного производителя со временем будут отличаться ввиду индивидуальных условий эксплуатации (точек установки, режимов работы, наработок и т.д.);
2. Не подходит для многозонных агрегатов, для агрегатов с несколькими диапазонами регулирования, разделённых зонами ограниченной или запрещённой работы (как, например, на Саяно-Шушенской ГЭС)
3. Вблизи границ регулирования уменьшается скорость исполнения задания, в силу разных характеристик агрегатов, агрегаты выходят на ограничение не одновременно, таким образом исполнение задания осуществляется за счёт всех остальных агрегатов;

Не учитывает КПД агрегатов, и, следовательно, регулирование ведётся не оптимально, кроме того в общем случае принципиально невозможно достичь оптимальной работы всех агрегатов ГЭС.

Ранее в работе (3.2.2.1 - 3.2.2.4) было предложено применить альтернативные функции распределения мощности и приведены достаточно абстрактные примеры их эффективности. Наиболее перспективной признана функция распределения по долевному равенству диапазонов регулирования относительно максимального КПД: для каждого агрегата выбирается эталонная мощность с наивысшим КПД при данном напоре, сумма эталонных мощностей будет равна наиболее эффективному заданию ГЭС – это оптимальная мощность, к которой должна стремиться ГЭС в своей работе для достижения максимальной эффективности. При отклонении задания ГЭС от оптимальной мощности ГЭС, все задания агрегатов делятся пропорционально своим диапазонам на загрузку и на разгрузку. (3.2.2.4) .

$$P_{ГЭСmax\eta} = \sum_{i=1}^N P_{ГAi\max\eta},$$

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

$$DP_{разгрузка} = \sum_{i=1}^N (P_{ГAi_{max\eta}} - P_{min_{ГAi}});$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ГРАМ} > P_{ГЭС_{max\eta}} : \alpha_{загрузки} = \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭС_{max\eta}}}{DP_{загрузка}} \\ P_{ГAi} = P_{ГAi_{max\eta}} + \alpha_{загрузки} (P_{max_{ГAi}} - P_{ГAi_{max\eta}}), \\ \text{иначе} : \alpha_{разгрузки} = \frac{P_{ГРАМ} - P_{ГЭС_{max\eta}}}{DP_{разгрузка}} \\ P_{ГAi} = P_{ГAi_{max\eta}} + \alpha_{разгрузки} (P_{ГAi_{max\eta}} - P_{min_{ГAi}}) \end{array} \right.$$

Функция распределения по долевному равенству диапазонов регулирования относительно максимального КПД свободна от недостатков функции равномерного распределения мощности: 1) может использоваться для различных эксплуатационных характеристик, агрегатов, причем с увеличением число типов агрегатов на ГЭС, сложность алгоритмов ГРАМ не изменяется. 2) Подходит для многозонных агрегатов, в этом случае при расчёте задания агрегата используются границы текущей зоны (где агрегат находится в данный момент). 3) Регулирование всегда осуществляется за счет всех агрегатов группового регулирования, при приближении к границе регулировочного диапазона необходимо принять решение об изменении состава агрегатов: произвести пуск или останов агрегата либо перевести один из работающих агрегатов в другую зону разрешённой работы для увеличения диапазона. 4) Поскольку учитывается КПД ГА, то очевидно стремление задания ГЭС к эталонному, оптимальному заданию.

В этой главе проведём сравнение работы систем ГРАМ с разными функциями распределения на основе данных реальной ГЭС за значительный временной период.

За исходные данные возьмём данные по мощности и напору ГЭС из 24 поворотно-лопастных агрегатов за время, равное водному циклу этой ГЭС, - 1 год, с дискретностью равной возможному изменению планового задания ГЭС – 0,5 часа.

Агрегаты ГЭС делятся на 3 типа с разными эксплуатационными и расходными характеристиками. На основе этих данных смоделируем работу ГРАМ с традиционной функцией распределения – по равенству мощностей, при этом агрегаты с сильно отличными характеристиками будут учитываться как индивидуальные, то есть не участвующие в групповом регулировании, затем смоделируем работу ГРАМ по долевному равенству диапазонов регулирования относительно максимального КПД, оценим результаты работы моделей и сравним.

Для оценивания результатов работы модели используем метод потенциальных потерь, описанный выше (см. 2.4) . Каждый агрегат по своей эксплуатационной характеристике на каждом напоре содержит точку с максимальным КПД , это означает, что в этой точке агрегат расходует меньше воды на производство того же количества электроэнергии. Следовательно, разность между текущей работой ГА и потенциальной работой гидроагрегата на максимальном КПД при условии расхода одинакового объёма воды покажет потенциальные потери ГА.

$dP_{\Gamma Ai} = P_{\Gamma Ai} - P_{\Gamma Ai\text{ onm}}; \text{ где } P_{\Gamma Ai\text{ onm}} = \frac{P(\eta = \max) * Q_{\Gamma Ai}}{Q_{\Gamma Ai}(P(\eta = \max))}$. Сумма потенциальных потерь по

агрегатам характеризует эффективность работы ГЭС в целом

$dP_{\Gamma ЭС}^{\max} = dP_{\Gamma ЭС} = \sum_i dP_{\Gamma Ai}$.(см. 3.2.5) Полученная величина оценит сверху

потенциальные возможности оптимизации ГЭС по критерию эффективности. Для оценки снизу используем величину после однократного изменения состава агрегатов так чтобы, потенциальные потери были минимальны согласно алгоритмам системы рационального управления составом агрегатов, а номер агрегата и необходимое изменение состава агрегата назовём рекомендацией. Так, минимальные потери ГЭС, которые могут быть компенсированы однократным изменением состояния агрегата можно описать $dP_{\Gamma ЭС}^{\min} = dP_{\Gamma ЭС} - dP_{\Gamma ЭС \Delta \Gamma Ai}$.

Обобщённая оценка ГЭС по одному временному срезу образует интервальную величину $DP = [dP_{\Gamma ЭС}^{\min}; dP_{\Gamma ЭС}^{\max}]$, сумма интервальных величин за весь исследуемый период позволит оценить работу модели.

Построим график поведения минимальных потенциальных потерь за произвольные сутки и для функций распределения по равенству мощностей (см.

Рисунок 29) и для функции долевого равенства диапазонов регулирования КПД (для краткости назовём его оптимальным, см. Рисунок 30)



Рисунок 29 Минимальные потенциальные потери ГЭС при равномерном распределении мощности за сутки



Рисунок 30 Минимальные потенциальные потери ГЭС при оптимальном распределении мощности за сутки

Заметим, что характер графиков не отличается: с начала суток ГЭС работает с избытком мощности относительно оптимального КПД, поэтому постоянно действует рекомендация на останов агрегата, с 6:30 гидроагрегаты ГЭС работают с недостатком мощности, вблизи максимума регулировочного диапазона, в этой связи постоянно действует рекомендация на пуск гидроагрегата, аналогичный пик

недостатка мощности приходится на вечернее время с 21:00 до 22:00, затем снова заметен избыток мощности.

Построим график длительности рекомендаций по изменению состава агрегатов за год для ГРАМ с равномерной функцией распределения (см. Рисунок 31) и для ГРАМ с оптимальной функцией распределения (см. Рисунок 32). Из анализа исключён период паводка, с середины апреля по начало июня, поскольку в этот период целевая функция ГЭС меняется с увеличения эффективности ГЭС на увеличение расхода через ГЭС.

За год ГЭС с равномерной функцией распределения 10921 из 17520 временных срезов работала не в оптимальных режимах, в том числе 5 231 рекомендаций на пуск и 5690 рекомендация на останов, средняя длительность рекомендации на пуск 3,73 часа, средняя длительность рекомендации на останов 2,18 часа. Общая интервальная оценка потенциальных потерь составил [42470,9 ; 82381,9] мегаватт-секунд.

За год ГЭС с оптимальной функцией распределения 11530 из 17520 временных срезов работала не в оптимальных режимах, в том числе 5898 рекомендаций на пуск и 5 632 рекомендация на останов, средняя длительность рекомендации на пуск 4,12 часа, средняя длительность рекомендации на останов 2,23 часа. Общая интервальная оценка потенциальных потерь составил [50067,1; 118597,9] мегаватт-секунд.

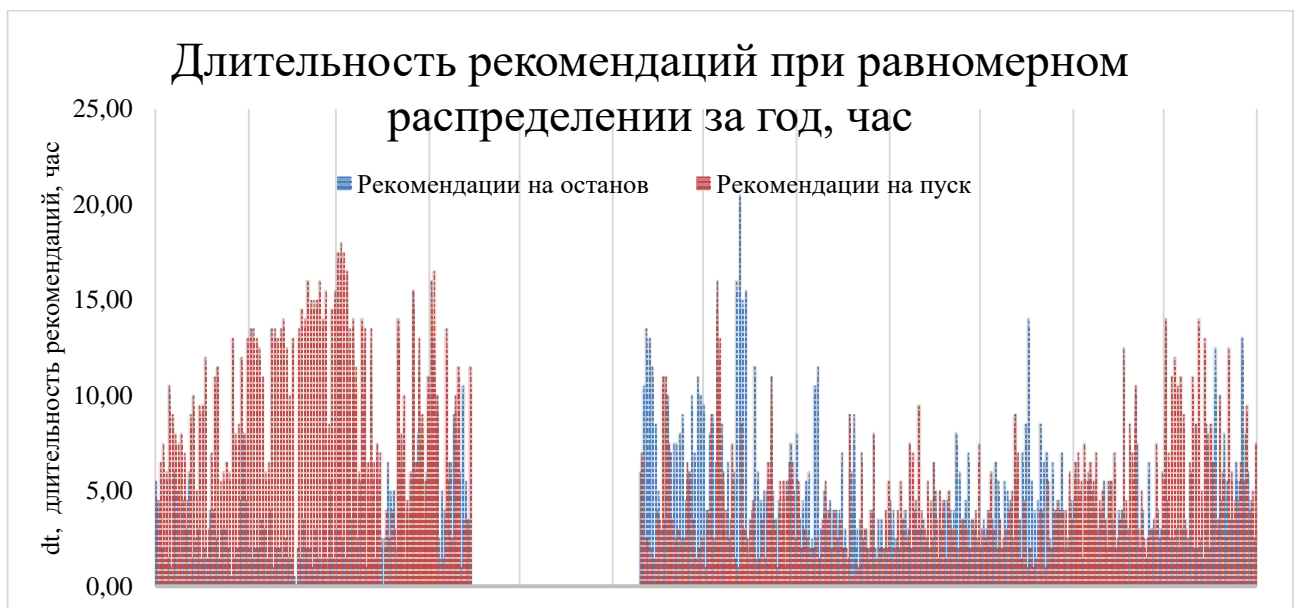


Рисунок 31 Длительность рекомендаций при равномерном распределении за год

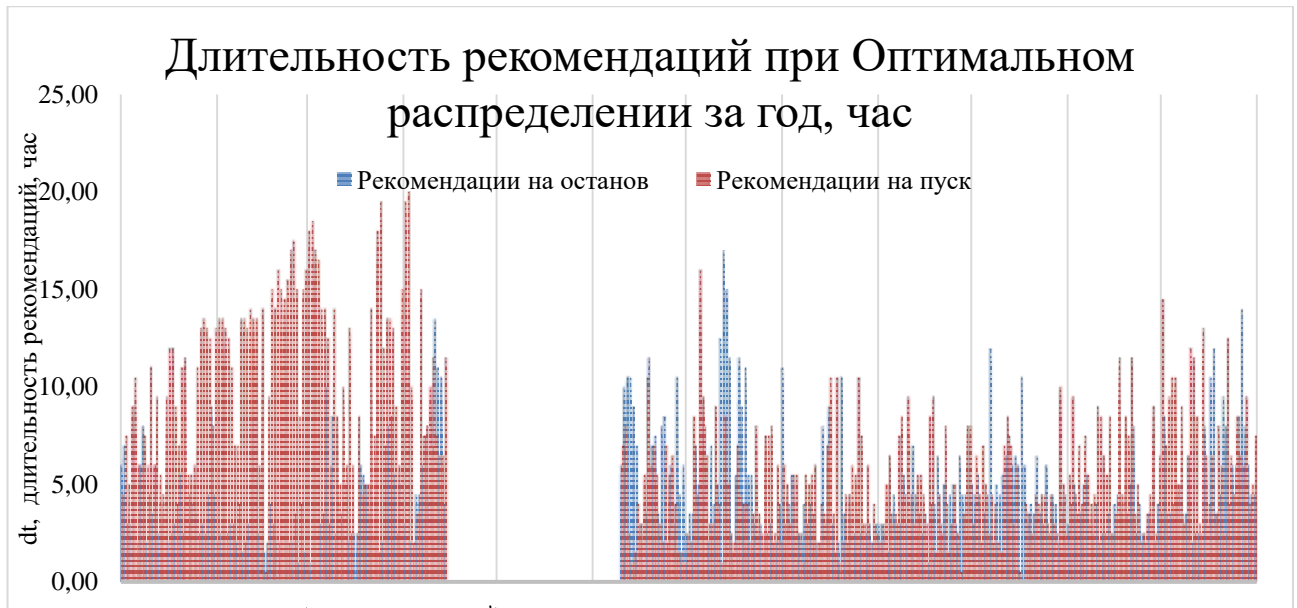


Рисунок 32 Длительность рекомендаций при оптимальном распределении за год

Таким образом, для ГРАМ с функцией распределения по долевному равенству диапазонов регулирования относительно максимального КПД с увеличением числа рекомендаций на 5% эффект увеличился на [18%; 43%]. Такой существенный выигрыш достигнут за счёт

1. более эффективного распределения нагрузки,
2. подключения к групповому регулированию двух маломощных агрегатов, находящихся на индивидуальном регулировании с отличными эксплуатационными характеристиками, которые не могли быть задействованы при равномерном распределении.

3.2.4 Алгоритм ГРАМ

Система ГРАМ распределяет задание мощности, получаемое от внешних источников: системного оператора и противоаварийной автоматики, поддерживая частоту в энергосистеме. Задание формируемое системой ГРАМ на агрегат полностью исполняется гидроагрегатами.

Построим модель системы ГРАМ, действующего по функции равномерного распределения мощностей при помощи итеративного алгоритма:

1. Получаем задание ГРАМ $P_{\text{ГРАМ}}$

2. Делим нераспределённое задание на количество агрегатов, находящихся не на ограничении, получаем предварительное задание на каждый агрегат P
3. Формируем поагрегатное задание с учётом их ограничений, зон нежелательной работы. То есть для каждого агрегата, если $P < P_{\min}$, $\Delta = P_{\min} - P$, $P_{\Gamma Ai} = P_{\min}$, если $P > P_{\max}$, $\Delta = P - P_{\max}$, $P_{\Gamma Ai} = P_{\max}$, иначе $P_{\Gamma Ai} = P$
4. Суммируем поагрегатную разницу между ограничением и заданием агрегата, если агрегат на ограничении, таким образом узнаем нераспределённое задание.
5. $\Delta_{\text{ГЭС}} = \sum_{i=1}^N \Delta_i$, N -количество агрегатов на ограничении
6. Если все задание распределено ($\Delta_{\text{ГЭС}} = 0$) – завершаем алгоритм, если все агрегаты на ограничении ($N = N_{\text{ГРАМ}}$) - задание не может быть выполнено, если только часть агрегатов на ограничении, а остальные имеют диапазон регулирования, то возвращаемся к этапу 2.

3.2.5 Вывод

В параграфе предложены три новые альтернативные функции распределения активной мощности для группового регулятора ГЭС, каждая из которых обладает целым рядом преимуществ над традиционно сложившимся распределением по равенству мощностей.

Всем сформулированным требованиям удовлетворяет функция распределения по долевному равенству отклонений от максимального КПД. Групповое регулирование на основе этой функции распределения мощности учитывает индивидуальные особенности гидроагрегатов и повышает эффективность ГЭС, увеличивает скорость реакции ГЭС на изменение задания системного оператора находясь не на ограничении. Проведено сравнение подходов распределения активной мощности группового регулятора гидроэлектростанции: традиционного (по равенству мощностей) и ориентированного на повышение эффективности ГА и ГЭС (по долевному равенству диапазонов регулирования). Предложенный метод распределения активной мощности показал надежную работу алгоритма во всех

режимах работы за водный цикл ГЭС, при этом число рекомендаций увеличилось на 5%, а потенциальный эффект увеличился минимум на 18% за счёт более эффективного распределения задания мощности среди агрегатов. Приведённые материалы могут использоваться для

1. изменения функции распределения мощности ГЭС;
2. для построения системы рационального управления составом агрегатов;
3. для обучения эксплуатирующего персонала станции.

Представленные функции распределения мощности позволяют без организационных и структурных изменений существенно повысить эффективность ГЭС за счёт изменения программного обеспечения систем группового регулирования активной мощности, а также учесть в алгоритмах многозонные агрегаты и агрегаты с разными эксплуатационными характеристиками. Таким образом, результаты работы могут быть применены на любой ГЭС для любого типа гидроагрегата. Важно также то, что изменение функции распределения мощности системы ГРАМ не влияет на изменение состава оборудования, соответственно не расходует ресурс оборудования, не требует внедрения новой системы, как в случае с системой РУСА, но вместе с тем позволяет добиться улучшения эффективности работы ГЭС. Несложно видеть, что сочетание подходов системы РУСА и оптимизации функции распределения мощности системы ГРАМ позволяют значительно улучшить эффективность ГЭС.

3.3 Планирование времени изменения состава агрегатов в группе

Цель планирования – оптимизация работы гидроэлектростанций за счёт повышения точности выработки, а также за счёт снижения расходования ресурса агрегатов. [144]

В настоящее время самым распространённым алгоритмом распределения активной мощности на гидроэлектростанциях является – равенство мощностей, в этом случае задание на каждый агрегат упрощено равно отношению общего задания на ГЭС к общему количеству агрегатов, участвующих в регулировании:

$$P_{ГAi} = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{N}. \text{ Эту же формулу можно использовать для определения числа}$$

необходимых для оптимальной работы одинаковых агрегатов $N = \frac{P_{ГЭС\text{заданное}}}{P_{ГА\text{ опт}}}$, где $P_{ГА\text{ опт}}$ – мощность агрегата с наивысшим КПД при данном напоре. При этом может быть необходимо изменить состав агрегатов, необходимость может быть связана как с изменением напора на ГЭС, так и с изменением задания на ГЭС. Рассмотрим как изменится задание на агрегат при необходимости пуска (или останова) агрегата в системе группового регулирования активной мощности ГЭС. фактически, задание остаётся неизменным, однако число агрегатов, которое должно его выполнять изменяется на +1 (или -1, в случае останова), тогда $P_{ГАi\text{ изм}} = \frac{P_{ГЭС\text{заданное}}}{N+1}$ (или $P_{ГАi\text{ изм}} = \frac{P_{ГЭС\text{заданное}}}{N-1}$). Таким образом задание на каждый агрегат уменьшится в случае пуска дополнительного агрегата или увеличится в случае останова одного из агрегатов. Иными словами, избыточная (недостаточная) мощность агрегата должна быть компенсирована другими агрегатами, что вызывает дополнительную нагрузку на регулирующие органы работающих гидроагрегатов. При этом для всех участников балансирующего рынка электроэнергии важно, чтобы ГЭС выработала необходимое количество энергии. Также важно, чтобы в контрольных точках, каждые 30 минут, мощность ГЭС совпадала с заданием плановой мощности СО. Следовательно, необходимо смоделировать изменение состава агрегатов при групповом регулировании ГЭС так, чтобы

1. снизить нагрузку на регулирующие органы гидроагрегата;
2. обеспечить выработку заданной энергии в рассматриваемом периоде;
3. обеспечить равенство мощности ГЭС заданию плановой мощности СО;
4. повысить эффективность ГЭС.

Рассмотрим несколько возможных вариантов изменения задания на ГЭС:

1. Четко следовать плановому заданию (синий график) – не выполняется пункт 1. требований выше. Да и не всегда возможно (в основном невозможно) совершить пуск агрегата и его загрузку до необходимой мощности без преодоления зоны нежелательной работы, а это означает изменение задания для всех остальных агрегатов группового

регулирования на величину суммарно равную величине нежелательной зоны пускаемого агрегата.

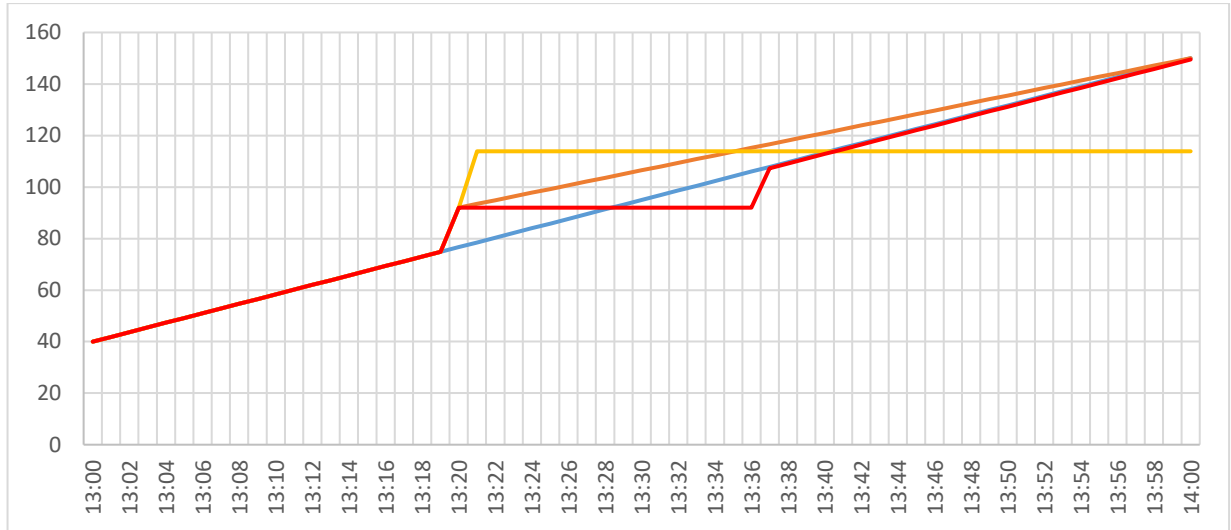


Рисунок 33 Плановое задание ГЭС и варианты задания ГЭС

2. Пусть агрегат на той же мощности, что и остальные агрегаты в ГРАМ, и к контрольной точке ГЭС должна набрать необходимую мощность (оранжевый график) – не выполняется требование о выработке.
3. Пусть агрегат и, исходя из задания выработки до контрольной точки, сразу все агрегаты загрузить до необходимой величины – не удовлетворяет требованию 3.
4. Комбинированный (красный график) – пусть агрегат с той же мощностью что и остальные агрегаты в ГРАМ, задание на ГЭС не менять в течение времени, необходимого для компенсации чрезмерной выработки, и затем вернуться к плановому заданию

Комбинированный вариант задания способен удовлетворить поставленным требованиям, однако в свою очередь накладывает дополнительные ограничения: необходимо рассчитывать параметры корректировки планового задания, исходя из равенства интегралов от планового задания и от скорректированного задания (мощности) ГЭС

$$\int_{t_0}^T P_z dt = \int_{t_0}^T P_{ГЭС} dt \Rightarrow \frac{1}{2} dP_z * dt = P_{ГА} * (N + 1) * dt, \quad (72)$$

необходимо четко планировать момент изменения состава. (Очевидно, что пуск (останов) агрегата за слишком короткое время до контрольной точки,

приведет к невыполнению требований 2 и 3.) Как следствие, необходимо просчитывать серию изменений состава, если одного агрегата недостаточно.

В настоящее время решение об изменении состава агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом гидроэлектростанций, делается это, как правило, для обеспечения необходимого регулировочного диапазона с существенным запасом по времени. Исследования показали, что наиболее эффективным моментом времени для изменения состава агрегатов является ситуация, когда потенциальные потери ГЭС действующего состава агрегатов становятся хуже, чем потенциальные потери ГЭС после изменения состава. Однако на малом количестве работающих агрегатов это не всегда возможно. Продемонстрируем примером.

Рисунок 34 представляет график пуска агрегата “в самый последний момент”, когда через необходимое для пуска агрегата время, уже будет недостаточно действующего регулировочного диапазона. При этом потенциальные потери ГЭС (параграф 3.1) составили -14,87 МВт в час. Поскольку оперативная служба принимает решение заблаговременно и не принимает во внимание критерий эффективности, реальные потенциальные потери значительно хуже смоделированных.

Рисунок 35 показывает график пуска агрегата по одному из 2х условий: по нехватке регулировочного диапазона или по меньшим потенциальным потерям после пуска. При чем в момент пуска 3-го агрегата потенциальные потери ухудшились, однако пуск был обусловлен необходимостью расширения регулировочного диапазона. Потенциальные потери составили -11,17 МВт в час, то есть на 3,7 МВт в час эффективнее предыдущего метода. При этом подходе игнорируется требование о снижении нагрузки на регулировочные органы гидроагрегатов, задание на ГЭС равно плановому.

Рисунок 36 демонстрирует результаты моделирования с учетом требования снижения регулировочной нагрузки на ГА, при этом график задания также скорректирован. Потенциальные потери составили -12,34 МВт в час. Очевидно, что этот вариант немного менее эффективен, чем предыдущий, однако потенциальные потери компенсируются снижением регулировочной нагрузки на агрегаты.

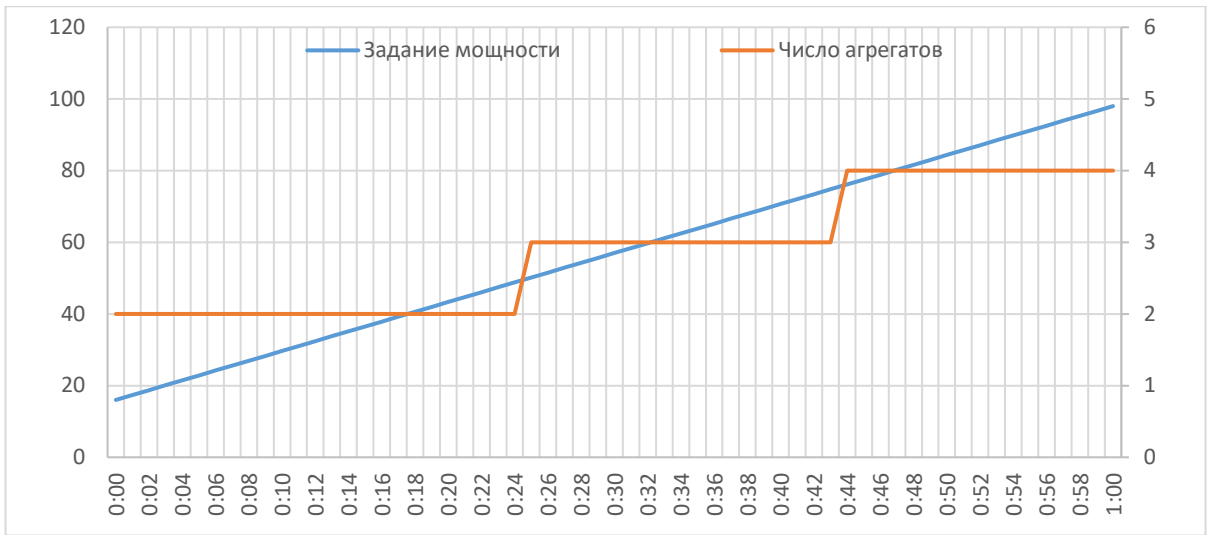


Рисунок 34 Изменение состава агрегатов по ограничению регулировочного диапазона при росте загрузки

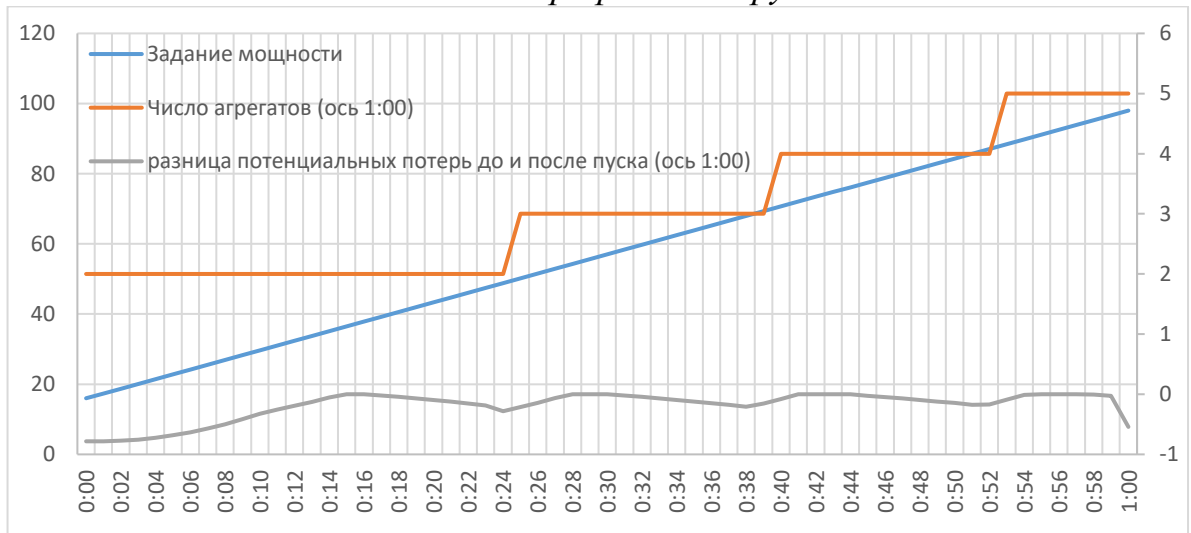


Рисунок 35 Оптимальное изменение состава агрегатов при росте загрузки

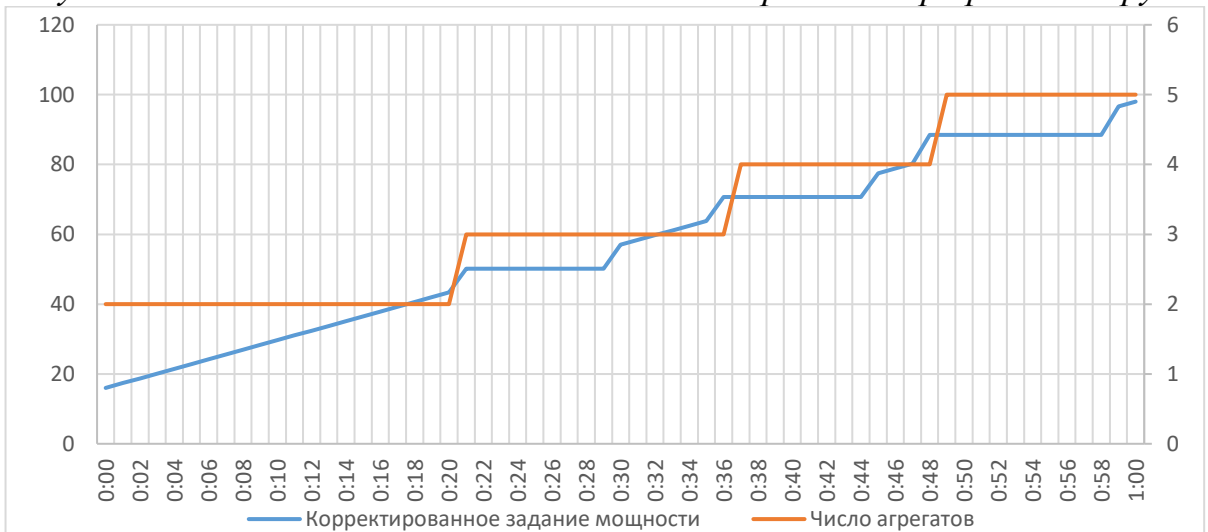


Рисунок 36 Оптимальное изменение состава агрегатов при росте загрузки с корректированным заданием ГЭС

Предложенные варианты изменений состава агрегатов позволяют работать более эффективно, снизить регулировочную нагрузку на агрегаты и при этом выполнять задание системного оператора.

Использование предложенных подходов позволит автоматически планировать и также автоматически выполнять операции по изменению состава агрегатов.

3.4 Моделирование РУСА

3.4.1 Алгоритм РУСА по критерию повышения эффективности

Как уже было сказано выше, распределение мощности в системе РУСА системы РУСА должно полностью совпадать с моделями ГА и алгоритмами, заданными в системе ГРАМ для того, чтобы просчитать точное значение задания мощности на каждый агрегат после возможного изменения состава. Именно в предсказуемости задания и, соответственно, поведения - главное преимущество группового режима по сравнению с индивидуальным. Агрегат на индивидуальном управлении – скорее исключение из правил, его мощность определяется автономно независимо от других агрегатов оператором и не может быть предсказана. Наоборот, агрегаты на групповом управлении учитывают мощность, агрегатов на индивидуальном управлении, так чтобы гарантировать исполнение задания ГЭС в целом. Как правило, агрегаты на индивидуальном управлении имеют серьёзные ограничения по режимам и диапазонам работы. Например, имеют диапазоны мощностей с повышенной вибрацией, увеличением температуры подпятника-подшипника, имеют достаточно большое количество наработок в зонах ограниченной работы, большое количество наработок или пусков-остановов.

В этой связи, аналогично системе ГРАМ в системе РУСА можно учитывать агрегаты на индивидуальном управлении, однако управление целесообразно выполнять агрегатами на групповом управлении. Если в системе РУСА распределить задание ГРАМ по работающим агрегатам (в режиме генерации), симитированным как показано выше, то должно получиться абсолютно то же задание, что и в реальной системе. Более того, если симитировать отключение,

включение или переход некоторого агрегата через зону нежелательной или запрещённой работы, то задания агрегатов должны перераспределиться ровно так как это бы сделала система ГРАМ при реальном изменении состава, поддерживая суммарное задание ГЭС неизменным.

Ещё одним важным аспектом моделирования системы РУСА должно быть исходное действующее состояние агрегатов – если система будет формировать рекомендации таким образом, что для выполнения текущего задания нужно полностью сменить состав работающих агрегатов, пусть даже и с увеличением КПД станции, то накладные расходы таких рекомендаций чрезвычайно велики и, возможно, не имеют смысла. Согласно требованиям к системе РУСА, изложенным в параграфе 1.3, она должна выдавать рекомендации с минимизацией количества переключений, в этом смысле логичнее анализировать текущее состояние агрегатов и, в случае если однократное изменение состояния агрегатов приводит к улучшению потенциального эффекта ГЭС (см. параграф 3.1), формировать рекомендацию на изменение состава.

Алгоритм работы РУСА[145]:

1. Копируем в модель текущее состояние агрегатов, их мощности, признак участия в групповом режиме регулирования ГЭС, общее задание мощности из ГРАМ.
2. Рассчитываем индивидуальные задания на гидроагрегаты по алгоритму распределения мощности ГРАМ. Они должны полностью совпадать с реальными значениями в системе ГРАМ. (см. параграф 3.2.2)
3. Определяем оптимальный расход каждого агрегата при данном напоре по расходной и эксплуатационной характеристике. По эксплуатационной характеристике определяется максимальный коэффициент полезного действия турбины, и соответствующее значение активной мощности (или мощности на валу турбины). Затем по расходной характеристике определяется соответствующий этой мощности расход через турбину, именно он и называется оптимальным.

$$N_{\text{оптимальное}} : \eta_{\text{турб}}(h = \text{const}) \rightarrow \max$$

$$Q_{\text{оптимальный}} = Q(h = \text{const}, N_{\text{оптимальное}}) \quad (73)$$

4. Оцениваем потенциальный эффект каждого агрегата, напомним, что потенциальный эффект агрегата может быть выражен мощностью, которая могла бы быть выработана при текущем расходе, но при работе с максимальным КПД. Разница между потенциально возможной выработкой и выработкой на текущей мощности выражает потенциальные потери агрегата при настоящем напоре, см. формула (46), параграф 2.4.

$$D_{\Gamma Ai}^{\circ} = N_{\text{текущая}} * \eta_{\text{ген}_{\text{текущее}}} - \frac{Q_{\text{текущее}}}{Q_{\text{оптимальный}}} * N_{\text{оптимальное}} * \eta_{\text{ген}_{\text{при max}(\eta_{\text{турб}})}}$$

5. Оцениваем полученное состояние ГЭС по критерию повышения КПД ГЭС (см. формулу 60 в параграфе 3.1 и формулу 47 в параграфе 2.4).

$$E^{\max} = \sum_i E_{\Gamma Ai}, \text{ где } E_{\Gamma Ai} = \begin{cases} -D_{\Gamma Ai}^{\circ}, D_{\Gamma Ai}^{\circ} < 0 \\ 0, D_{\Gamma Ai}^{\circ} \geq 0 \end{cases}$$

6. Имитируем однократное изменение состояния каждого агрегата, также производим расчёт распределения мощности по агрегатам, определяем оценки ГЭС для каждого изменения по всем агрегатам. То есть поочередно для каждого агрегата имитируем:
- пуск (для остановленных);
 - останов (для работающих);
 - однократный переход через зону нежелательной работы, если это возможно (не рассматриваем далее).
7. Сортируем оценки так чтобы элемент с большим эффектом располагался в начале списка, а в конце – агрегаты в ремонте и на индивидуальном управлении.
8. В результате получается массив структур, упорядоченных по убыванию потенциальных эффектов для ГЭС, полученных при имитации изменения состава, где указывается номер гидроагрегата и тип

изменения состава (пуск, останов, переход через зону нежелательной работы), такое что приведёт к максимальному эффекту для ГЭС. (61)

$$E^{PUSA} = \min_j E(j)_{GAi}^{PUSA}$$

9. Вычисляем разницу между значениями оценок реальной системы 5. и значением оценки первого элемента списка 11 (62).

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

10. Положительный эффект можно рассматривать как рекомендацию РУСА на соответствующее изменение состава агрегатов. Отрицательный свидетельствует о том, что любое изменение ухудшит состояние ГЭС по основному критерию.

Проведя аналогичный расчет эффективности ГЭС для всех значений задания мощности исходя из прогноза изменения планового задания за период, получим интегральную оценку эффекта РУСА, выраженную в выработке для каждого действия.

Действие с максимальным интегральным эффектом больше нуля называется итоговой рекомендацией РУСА по критерию повышения эффективности ГЭС.

3.4.1.1 Примеры расчёта рекомендаций РУСА

Приведём несколько результатов расчётов рекомендаций модели РУСА, основанных на реальных значениях параметров ГЭС.

Пример 12:

ГЭС-1 из восьми поворотно-лопастных агрегатов.

Таблица 10 в строке 1 показывает, что задание системы ГРАМ слишком незначительное для восьми работающих агрегатов, и что в случае отключения одного агрегата номер 7 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены на $E^{\min}=1,2-0,4=0,8$ МВт-с, при этом еще останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 1,2 МВт-с. Также необходимо отметить, что работает 8 из 8 агрегатов, таким образом, нет возможности пустить еще один гидроагрегат, в этой связи значение эффекта и номер агрегата в столбце пуск равны

0. Строка 2 и 3 отмечает, что любое возможное изменение состояния агрегатов только ухудшит значение потенциальных потерь, в этой связи рекомендации РУСА отсутствуют. В строке 4 иллюстрируется слишком большое групповое задание такое, что для его эффективного выполнения рекомендуется осуществить пуск агрегата номер 2.

Таблица 10 Расчёт рекомендаций по изменению состава агрегатов для ГЭС-1

| № | Число ГА в ГРАМ | Задание ГРАМ, МВт | Потенциальные потери ГРАМ, МВт-с | РУСА | | | | | |
|---|-----------------|-------------------|----------------------------------|--|---|---|--|--------------------|---------------------|
| | | | | Пуск | | Останов | | Эффект мин., МВт-с | Эффект макс., МВт-с |
| | | | | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | | |
| 1 | 8 | 297,8 | -1,2 | 0 | 0 | 7 | -0,4 | 0,8 | 1,2 |
| 2 | 2 | 88,7 | -0,11 | 7 | -2,29 | 1 | -3,77 | 0 | 0 |
| 3 | 8 | 463,7 | -23,39 | 0 | 0 | 7 | 48,66 | 0 | 0 |
| 4 | 3 | 149,67 | -1,62 | 2 | -0,51 | 8 | -11,1 | 1,1 | 1,6 |

Пример 13:

ГЭС-2 из двадцати четырех поворотно-лопастных гидроагрегатов.

Таблица 11 Расчёт рекомендаций по изменению состава агрегатов для ГЭС-2

| № | Число ГА в ГРАМ | Задание ГРАМ, МВт | Потенциальные потери ГРАМ, МВт-с | РУСА | | | | | |
|---|-----------------|-------------------|----------------------------------|--|---|---|--|--------------------|---------------------|
| | | | | Пуск | | Останов | | Эффект мин., МВт-с | Эффект макс., МВт-с |
| | | | | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | | |
| 1 | 13 | 390 | -3,5 | 11 | -5,2 | 20 | -0,4 | 3,1 | 3,5 |
| 2 | 5 | 137,9 | -2,8 | 11 | -6,4 | 21 | -0,0 | 2,7 | 2,8 |
| 3 | 3 | 145,8 | -3,2 | 10 | -0,2 | 17 | -14,5 | 3,0 | 3,2 |
| 4 | 17 | 797,8 | -16,4 | 8 | -8,4 | 11 | -26,6 | 8,0 | 16,4 |

Таблица 11 в строке 1 показывает, что задание системы ГРАМ недостаточно для тринадцати работающих агрегатов, и что в случае отключения одного агрегата

номер 13 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены на $E^{\min}=3,5-0,4=3,1$ МВт-с, при этом ещё останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 3,5 МВт-с. Аналогично в строке 2. Строки 3 и 4 иллюстрируют ситуацию действия рекомендации пуска агрегата, на 3 работающих агрегата приходится задание ГРАМ 145,8 МВт, что очень близко к их максимальному ограничению. В случае включения одного агрегата номер 10 $E^{\min}=3,2-0,2=3,0$ МВт-с. В строке 4 приведён пример, где следования однократной рекомендации РУСА будет недостаточно – агрегаты работают в неэффективном режиме, а пуск агрегата номер 8 может снизить экономические потери с 16,4 до 8 МВт-с.

Пример 14:

ГЭС-3 из двадцати поворотно-лопастных гидроагрегатов. Таблица 12 в строке 1 показывает тринадцать агрегатов, работающих в неэффективном режиме, и что в случае отключения одного агрегата номер 1 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены на треть $E^{\min}=18,9-12,6=6,3$ МВт-с, при этом ещё останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 18,9 МВт-с. Строка 2 представляет ситуацию эффективной работы ГЭС, где рекомендации по изменению состава агрегатов не имеют или ухудшают эффект. Строка 3 иллюстрируют ситуацию действия рекомендации пуска агрегата, на 9 работающих агрегатов приходится задание ГРАМ 1000,95 МВт, в случае включения одного агрегата номер 2 $E^{\min}=1,6-0,0=1,6$ МВт-с, станция перейдёт в эффективный режим.

Таблица 12 Расчёт рекомендаций по изменению состава агрегатов для ГЭС-3

| № | Число ГА в ГРАМ | Задание ГРАМ, МВт | Потенциальные потери ГРАМ, МВт-с | РУСА | | | | | |
|---|-----------------|-------------------|----------------------------------|--|---|---------|--------|--------------------|---------------------|
| | | | | Пуск | | Останов | | Эффект мин., МВт-с | Эффект макс., МВт-с |
| | | | | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | | | | |
| 1 | 13 | 675,41 | -18,9 | 9 | -26,34 | 1 | -12,66 | 6,31 | 18,9 |
| 2 | 7 | 571,63 | -0,0 | 2 | -0,72 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 9 | 1000,95 | -1,6 | 2 | 0 | 1 | -8,7 | 1,6 | 1,6 |

Пример 15:

ГЭС-4 из шести поворотно-лопастных гидроагрегатов

Таблица 13 Расчёт рекомендаций по изменению состава агрегатов для ГЭС-4

| № | Число ГА в ГРАМ | Задание ГРАМ, МВт | Потенциальные потери ГРАМ, МВт-с | РУСА | | | | | |
|---|-----------------|-------------------|----------------------------------|--|---|---------|------|--------------------|---------------------|
| | | | | Пуск | | Останов | | Эффект мин., МВт-с | Эффект макс., МВт-с |
| | | | | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с | № ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с | | | | |
| 1 | 4 | 181 | -3,7 | 0 | 0 | 2 | -2,7 | 1,0 | 3,7 |
| 2 | 4 | 200 | -0,1 | 5 | -1,3 | 2 | 4,2 | 0 | 0,1 |
| 3 | 2 | 126 | -3,2 | 4 | 0,1 | 0 | 0 | 3,1 | 3,2 |

Таблица 13 в строке 1 показывает четыре агрегатов, работающих в неэффективном режиме, и что в случае отключения одного агрегата номер 2 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены $E^{\min}=3,7-2,7=1,0$ МВт-с, при этом ещё останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 3,7 МВт-с. При этом пуск агрегата не возможен из-за ограничений. Строка 2 представляет ситуацию эффективной работы ГЭС, где рекомендации по изменению состава агрегатов не имеют или ухудшают эффект. Строка 3 иллюстрируют ситуацию действия рекомендации пуска агрегата, на 2 работающих агрегата приходится задание ГРАМ 126 МВт, в случае включения одного агрегата номер 4 $E^{\min}=3,2-0,1=3,1$ МВт-с, станция перейдёт в эффективный режим. При этом останов агрегата не возможен из-за ограничений – станция не сможет выполнить задание ГРАМ.

3.4.1.2 Интерпретация рекомендаций РУСА за период

Рассмотрим подробно последовательность и адекватность рекомендаций модели РУСА за небольшой типовой (не паводок) период суточного регулирования на примере реальных ретроспективных данных одной из ГЭС с часовой дискретностью.

Таблица 14 содержит следующие столбцы:

Время – номер часа, в котором был сделан срез мгновенных данных;

Параметры системы ГРАМ:

- Число ГА - число агрегатов на групповом регулировании;
- Задание – суммарное, итоговое задание системы ГРАМ, включающее как плановое, так и внеплановое задания, частотную коррекцию и противоаварийную составляющую (не срабатывала).
- Потен. потери – потенциальные потери всех агрегатов ГЭС, вычисленные по формуле, описанной в параграфе 3.1

Параметры системы РУСА:

- ПУСК №ГА, потери после – содержит 2 колонки, характеризующие изменение потенциальных потерь в случае пуска агрегата (самого эффективного на данный момент): номер ГА и соответствующее значение потенциальных потерь ГЭС после пуска агрегата с указанным номером.
- Останов №ГА, потери после – содержит 2 колонки, характеризующие изменение потенциальных потерь в случае останова агрегата (самого эффективного на данный момент): номер ГА и соответствующее значение потенциальных потерь ГЭС после останова агрегата с указанным номером.
- Эффект мин. МВт-с – минимальный эффект от выполнения рекомендации РУСА (см. параграф 3.2.5)
- Эффект макс., МВт-с – максимально возможный теоретически достижимый эффект от оптимизации всех агрегатов на групповом регулировании (см. параграф 3.2.5)
- Рекоменд. к останову – логический признак наличия рекомендации к останову одного из агрегатов, 1 – есть рекомендация, 0 – нет.

Таблица 14 Рекомендации РУСА за сутки

| Время | ГРАМ | | | РУСА | | | | | | |
|-------|----------|-------------|--------------------|------------------------|---------------------------|------------------|---------------|----------------------|------|---|
| | Число ГА | Задание МВт | Потен. потери, МВт | ПУСК №ГА, потери после | Останов №ГА, потери после | Эффект мин. МВт- | Эффект макс., | Рекоменд. к останову | | |
| 23 | 12 | 1154,5 | 0 | 7 | 0,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 00 | 12 | 803,4 | -8,9 | 7 | -14,2 | 1 | -4,5 | 4,4 | 8,9 | 1 |
| 01 | 8 | 446,8 | -12,3 | 7 | -18,6 | 1 | -6,7 | 5,6 | 12,3 | 1 |
| 02 | 8 | 622,9 | -1,5 | 10 | -5,1 | 1 | 0,0 | 1,6 | 1,6 | 1 |
| 03 | 8 | 538,3 | -6,0 | 10 | -10,6 | 1 | -1,7 | 4,3 | 6,0 | 1 |
| 04 | 8 | 479,4 | -9,9 | 10 | -14,8 | 1 | -4,7 | 5,3 | 9,9 | 1 |
| 05 | 8 | 340,4 | -21,7 | 10 | -28,1 | 1 | -14,9 | 6,9 | 21,8 | 1 |
| 06 | 8 | 341,1 | -21,7 | 10 | -28,1 | 1 | -14,9 | 6,9 | 21,8 | 1 |
| 07 | 9 | 450,9 | -18,1 | 7 | -25,0 | 1 | -12,0 | 6,2 | 18,2 | 1 |
| 08 | 12 | 942,9 | -1,8 | 7 | -5,9 | 1 | 0,0 | 1,9 | 1,9 | 1 |
| 09 | 12 | 1088,22 | 0 | 7 | 0,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 10 | 12 | 1024,12 | 0 | 7 | -2,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 11 | 12 | 1218,2 | 0 | 7 | 0,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 12 | 12 | 489,03 | -34,2 | 7 | -41,5 | 1 | -27,3 | 7,0 | 34,3 | 1 |
| 13 | 12 | 656,9 | -19,0 | 7 | -25,3 | 1 | -13,3 | 5,7 | 19,0 | 1 |
| 14 | 11 | 858,2 | -1,9 | 7 | -5,9 | 1 | 0,0 | 2,0 | 2,0 | 1 |
| 15 | 11 | 1049,2 | 0 | 7 | 0,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 16 | 11 | 1030,5 | 0 | 7 | 0,0 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 17 | 12 | 793,4 | -9,5 | 7 | -14,9 | 1 | -5,0 | 4,5 | 9,5 | 1 |
| 18 | 12 | 703,0 | -15,6 | 7 | -21,4 | 1 | -10,1 | 5,6 | 15,7 | 1 |
| 19 | 12 | 1079,3 | 0 | 7 | -0,1 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| 20 | 12 | 649,4 | -19,5 | 7 | -26,0 | 1 | -13,9 | 5,7 | 19,6 | 1 |
| 21 | 12 | 663,9 | -18,5 | 7 | -24,6 | 1 | -12,8 | 5,7 | 18,5 | 1 |
| 22 | 12 | 585,8 | -25,0 | 7 | -31,9 | 1 | -18,5 | 6,6 | 25,1 | 1 |
| 23 | 12 | 822,4 | -7,7 | 11 | -12,8 | 1 | -3,6 | 4,1 | 7,7 | 1 |
| 00 | 12 | 906,5 | -3,5 | 7 | -7,7 | 1 | -0,3 | 3,3 | 3,6 | 1 |
| 01 | 12 | 895,6 | -4,1 | 7 | -8,3 | 1 | -0,6 | 3,5 | 4,1 | 1 |
| 02 | 9 | 433,5 | -19,7 | 7 | -26,7 | 1 | -13,3 | 6,5 | 19,8 | 1 |
| 03 | 9 | 503,6 | -13,8 | 3 | -19,2 | 1 | -8,2 | 5,7 | 13,9 | 1 |
| 04 | 9 | 783,5 | 0 | 3 | -1,6 | 1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 |

Расчет целесообразно привести с идеального состояния ГЭС: 23-й час, в ГРАМ включено 12 агрегатов, на каждый агрегат примерно по 100МВт, рекомендаций РУСА нет.

В 0-й час, по-прежнему 12 агрегатов, но на них задание - 800МВт, то есть по 66МВт на агрегат. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

В 1-й час отключили 4 агрегата, осталось 8, и задание упало до 446МВт. На каждый агрегат - по 55 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1.

Во 2-й час при том же количестве агрегатов, задание ГРАМ поднялось до 622 МВт, на каждый агрегат по 77МВт. Величина эффекта сильно уменьшилась, однако отключение агрегата номер 1, сделало бы потенциальный эффект равным нулю.

С 3-го по 6-й час ситуация не меняется, на агрегат по 67-42 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1.

В 7-й час был пущен еще один агрегат, стало 9 агрегатов. На агрегат по 50 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1.

В 8-й час было пущено еще 3 агрегата, стало 12 агрегатов, выполняющих задание ГРАМ 942МВт. На агрегат по 78 МВт (потери аналогичны 2:00). РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1.

С 9-11 час на каждый агрегат в ГРАМ примерно по 90-100МВт - идеальное состояние, рекомендаций РУСА нет.

В 12-13-й час на каждый агрегат по 40-54 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

В 14-й час один агрегат был отключен, осталось 11 ГА, но все еще на агрегат приходится по 78МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

В 15-16 часы на каждый агрегат в ГРАМ примерно по 95МВт - идеальное состояние, рекомендаций РУСА нет.

В 17-18 часы на агрегат по 66-58 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

В 19-й час на каждый агрегат в ГРАМ примерно по 90МВт - идеальное состояние, рекомендаций РУСА нет

С 20-го по 1-й час на агрегат по 48-75 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

Во 2-й и 3-й час отключили 3 агрегата и задание упало, но на агрегат приходится по 48-55 МВт. РУСА рекомендует отключение, как минимум, агрегата номер 1

В 4-й час на каждый агрегат в ГРАМ примерно по 86МВт достигнуто идеальное состояние, рекомендаций РУСА нет.

Анализируя полученные данные можно видеть, что управление станцией ведётся с запасом по диапазону регулирования, в основном предпочтительным является состояние с большим резервом по возможной нагрузке станции. При этом также видно, что из 30 часовых срезов 22 являются неэффективными.

Модель РУСА показала адекватность рекомендаций за краткосрочный период.

Применим модель РУСА к данным меньшей дискретности гидроэлектростанции, регулирующей частоту в энергосистеме. График выдачи рекомендаций за сутки представлен ниже.(Рисунок 37)

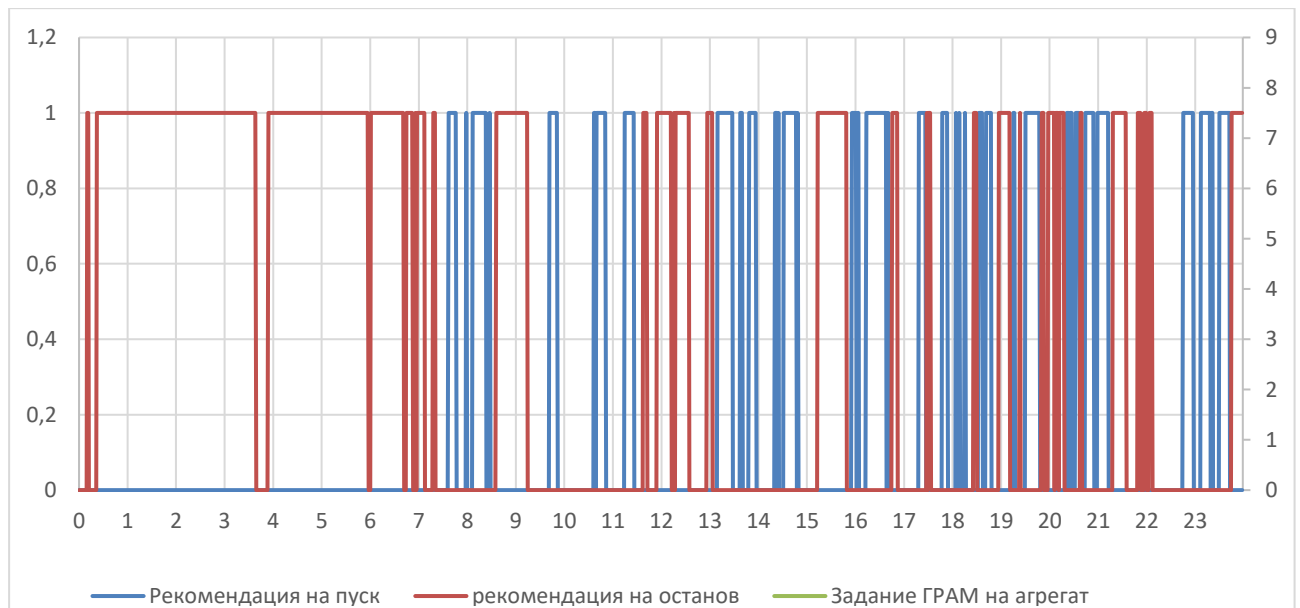


Рисунок 37 Рекомендации РУСА на частоторегулирующей станции за сутки с дискретностью 1 минута

В 00:00 станция несла 1100 МВт, задание ГРАМ 947,5 МВт при напоре 18,65 метров, в ГРАМ подключено 12 агрегатов. Интересно, что в этот момент времени включение и отключение агрегатов не дают увеличения общего эффекта станции, можно равно рекомендовать и пуск (ГА №8) и останов агрегата (№1), при этом

эффект станции останется не изменённым. (каждый агрегат примерно работает в середине зоны эффективной работы)

В 0-10 – 0:11 Задание ГРАМ начинает уменьшаться и достаточно резко уменьшается до 718 МВт, что приводит к выводу агрегатов из зоны эффективной работы и появляется рекомендация на останов агрегата.

В 0:12 – 0:21 Задание ГРАМ снова возвращается к 900МВт и поэтому рекомендация на останов исчезает.

В 0:22 до 3:38 Задание ГРАМ падает в среднем до 644 и поэтому рекомендация на останов агрегата №1 снова возобновляется. Видно, что в таком режиме станция работает 197 минут.

3:39 – 3:53 Задание ГРАМ снова нормализуется доходит до 900 МВт и снова рекомендация исчезает.

С 3:54 – 5:57 Затем снова следует рекомендация на останов ГА длительностью 124 минуты.

С такими же кратковременными прерываниями станция работает до 7:20 минут.

Таким образом, анализируя прошлое, можно сказать, что было бы полезнее отключить агрегат 0:22 и тогда практически 7 часов диапазона мощности станции хватало бы на удовлетворение нужд ЗВМ.

В 7:37 – 7:46 появляется первая рекомендация на пуск агрегата, задание ГРАМ составляет 1350 МВт в среднем при количестве агрегатов в ГРАМ 13 шт.

В 8:08 – 8:23 рекомендация повторяется, Задание ГРАМ составляет 1377 МВт в среднем при количестве агрегатов в ГРАМ 13 шт.

В 8:36 – 9:13 появляется рекомендация об отключении агрегатов, Задание ГРАМ снова падает до 560 МВт в среднем.

По рекомендациям видно, что в основном рекомендация на включение, сменяется рекомендацией на отключение, то есть присутствует характерное для частоторегулирующей станции “качание”. Однако и для частоторегулирующей станции с достаточно малой дискретизации данных можно найти временные интервалы, где возможна оптимизация по составу агрегатов.

Также из приведенного графика видно, что чрезвычайно важно правильно выбрать оценить длительность рекомендации, после которой необходимо принимать решение об изменении состава агрегатов. Так если взять параметр “длительность эффекта от РУСА” за величину 2 часа, то рекомендация на останов сформировалась бы однажды, также, как и рекомендация на пуск. Если же взять параметр “длительность эффекта от РУСА” за величину 10 минут, то число включений и отключений было бы равно 11.

3.4.1.3 Оценка размерности времени реакции системы РУСА

Вычисления модели РУСА, алгоритм которых приведён в параграфе 2.4.6, могут выполняться в реальном времени, параллельно с течением технологического процесса.

Число операций можно определить по выражению

$$Z=k*N*(p + 1) \quad (74)$$

, где

- число агрегатов ГЭС(в ГРАМ) - N ;
- число возможных изменений состояний k :
 - пуск,
 - останов,
 - переход через зону нежелательной работы (в одну и в другую сторону),
- количество прогнозных точек для задания ГРАМ p , с учётом расчёта в настоящий момент времени $+1$.

Таким образом, для ГЭС из 6 агрегатов, одной прогнозной точки, с расчётом очередей только для пуска и останова, система РУСА должна выполнить $6*2*(1+1)=24$ алгоритма перераспределения задания мощности ГРАМ. Для ГЭС из 24 агрегатов с запрещённой зоной в рабочем диапазоне мощности: $24*4*(1+1) = 192$. Для ГЭС из 20 ГА, где невозможно предсказать значение ГРАМ в будущем: $20*2*1=40$.

Учитывая относительную сложность алгоритма распределения мощности, их количество, а также время возможного изменения состояния агрегата от одной (успешный пуск) до десяти минут (неуспешный останов) можно определить размерность реального времени – минуты, несмотря на то, что задание ГРАМ может меняться раз в секунду.

3.4.1.4 Апробация модели РУСА на данных различных ГЭС за год (Оценка длительности актуальности рекомендаций)

Кроме расчёта и определения эффекта система РУСА должна определить правильный момент времени принятия решения об изменении состояния агрегатов для сокращения числа необоснованных изменений. Иными словами, необходима предварительная оценка по времени принятия решения. Проведём расчёт эффекта модели РУСА по выше приведённой методике на основании получасовых или часовых данных нескольких ГЭС с годовым водным циклом за год в каждом срезе. Затем объединим все подряд идущие срезы с положительным эффектом в одну рекомендацию и оценим длительность актуальности таких рекомендаций. Исследуем количество таких рекомендаций и их зависимость от длительности.

Затем повторим исследование для данных, приближенной к реальному времени, - с дискретностью одна минута, но за меньший временной интервал. Результаты сравним.

Ограничения

Очевидно, что поскольку моделируется ГЭС за такой достаточно длительный период времени как год, то должны были учитываться не только статические характеристики агрегатов, но и их изменение во времени.

Принимались во внимание:

1. Ремонт агрегатов. Если в ходе ремонта изменялась эксплуатационная характеристика, в модели учитывались обе (одна до даты ремонта, другая – после)
2. Подключение агрегатов на индивидуальный, групповой режим управления. Часть агрегатов в силу эксплуатационного состояния не

включаются в групповое управления и находятся только под индивидуальным управлением. Такие агрегаты исключались из модели принятия решения РУСА

3. Из-за повышенного износа или вибрации незначительной части агрегатов были изменены ограничения мощности.

Все данные предоставлялись экспертами, обслуживающими эти ГЭС.

ГЭС-1 на основе получасовых данных

На основе исходные данных, необходимых для работы модели РУСА, описанных выше, за год с дискретностью 30 минут получены следующие результаты (см. Рисунок 38).



Рисунок 38 ГЭС-1. Длительность актуальности рекомендаций РУСА и напор за год

Сгруппировав результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА получим следующий график (Рисунок 39).

По графикам можно заключить, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 2 часов (4 получасовки), а после 6 часов (12 получасовок) эффект незначителен.

Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 6 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально. Судя по графику распределения числа рекомендаций от их длительности за год, первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение от 3-4 получасовки (1,5 часа): так чтобы

исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 71-77% значений.

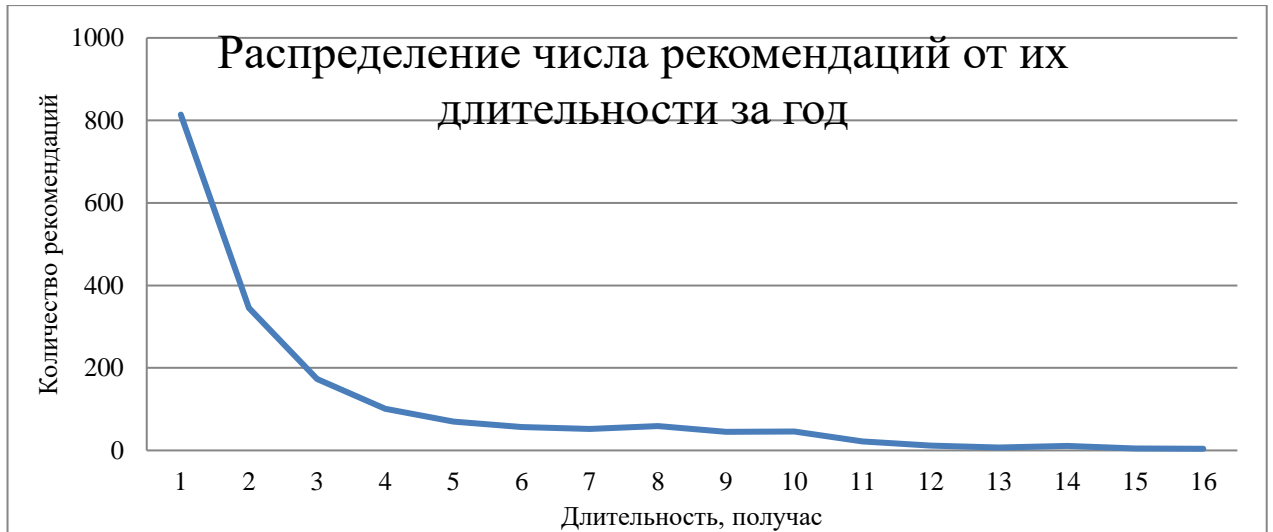


Рисунок 39 ГЭС-1. Распределение числа рекомендаций от их длительности за год

Таблица 15 Число рекомендаций от их длительности

| Длительность, получас | Число рекомендаций | Накопительный % |
|-----------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 814 | 44% |
| 2 | 345 | 62% |
| 3 | 173 | 71% |
| 5 | 70 | 81% |
| 8 | 59 | 90% |
| 16 | 4 | 98% |

ГЭС-1 на основе минутных данных

Повторим исследование на данных за значительно меньший период времени и с меньшим периодом 1 минута. Этот интервал предварительно является минимальным периодом работы РУСА (см. параграф 3.4.1.3). Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 40).

Аналогично группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 41)

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 1 часа.

Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 2 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально. Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 22-29 минут: так чтобы

исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 71-80%. (Таблица 16)



Рисунок 40 ГЭС-1. Длительность актуальности рекомендаций за квартал



Рисунок 41 ГЭС-1. Число рекомендаций от их длительности за квартал

Таблица 16 ГЭС1. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, минут | Число рекомендаций | Накопительный % |
|---------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 155 | 15% |
| 7 | 41 | 50% |
| 22 | 9 | 71% |
| 29 | 8 | 80% |
| 56 | 3 | 90% |
| 98 | 1 | 97% |

ГЭС-2 на основе получасовых данных

На основе исходные данных, необходимых для работы модели РУСА, описанных выше, за год с дискретностью 30 минут получены следующие результаты (см. Рисунок 42)

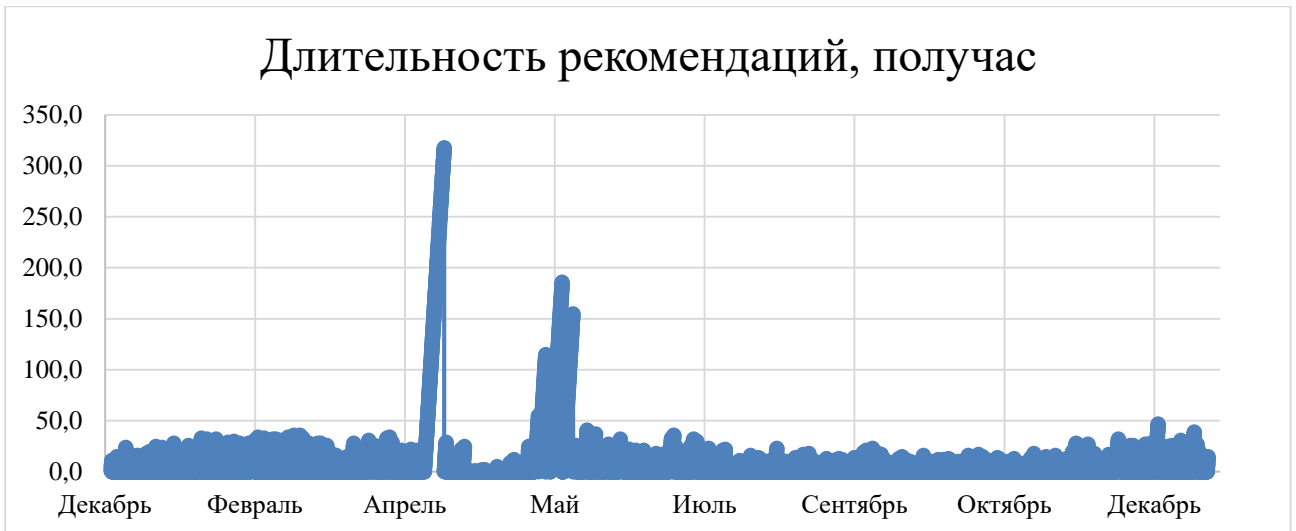


Рисунок 42 ГЭС-2. Длительность актуальности рекомендаций
Аналогично группируя результаты по длительности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 43).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 5 часов.

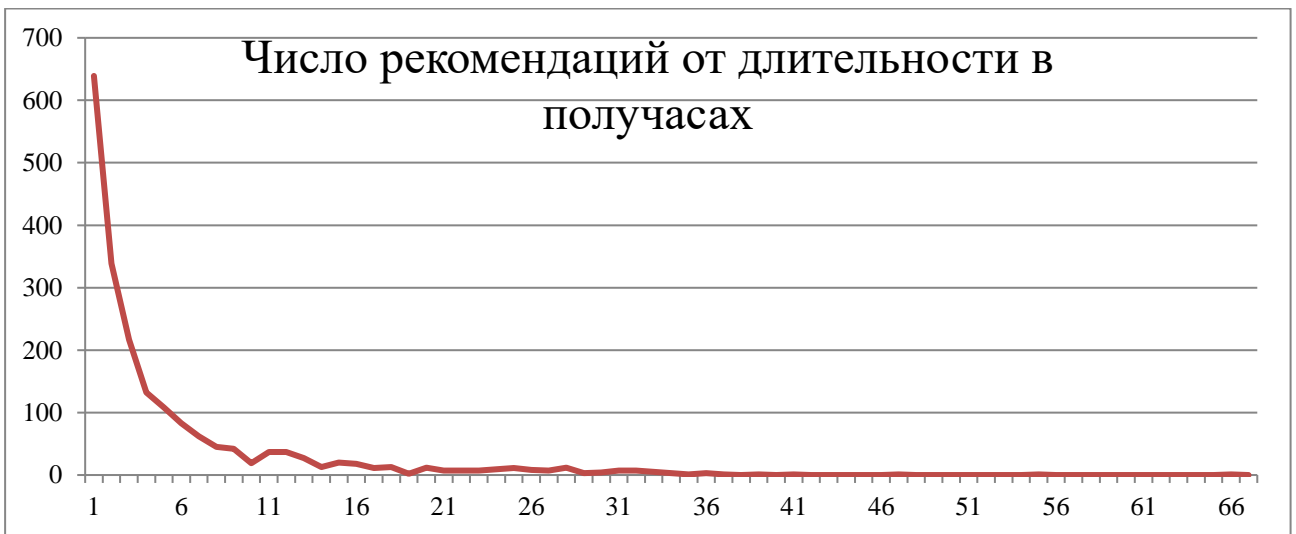


Рисунок 43 ГЭС-2. Число рекомендаций за квартал по получасовым данным
Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 5 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально. Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 2,5-3,5 часа: так чтобы исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 72-80%. (Таблица 17)

Таблица 17 ГЭС-2. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, получас | Число рекомендаций | Накопительный % |
|-----------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 639 | 32% |
| 2 | 339 | 49% |
| 3 | 217 | 60% |
| 5 | 108 | 72% |
| 7 | 62 | 80% |
| 13 | 27 | 90% |

ГЭС-2 на основе минутных данных

Повторим исследование на данных за значительно меньший период времени (за месяц) и с меньшим периодом - 1 минута. Этот интервал предварительно является минимальным временем реакции РУСА (см. параграф 3.4.1.3). Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 44).



Рисунок 44 ГЭС-2. Длительность актуальности рекомендаций в минутах за месяц

Аналогично группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 45).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 30 минут. Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 30 минут количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально.

Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 10-20 минут: так чтобы исключить слишком частое изменение

состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 70-80%. (Таблица 18)



Рисунок 45 ГЭС-2. Число рекомендаций от длительности в минутах за месяц

Таблица 18 ГЭС-2. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, получас | Число рекомендаций | Накопительный % |
|-----------------------|--------------------|-----------------|
| 2 | 110 | 32% |
| 3 | 93 | 44% |
| 5 | 40 | 57% |
| 10 | 15 | 70% |
| 20 | 4 | 80% |
| 47 | 1 | 90% |

ГЭС-3 на основе часовых данных

Проведём исследование на данных с дискретностью 1 час за год. Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 46).

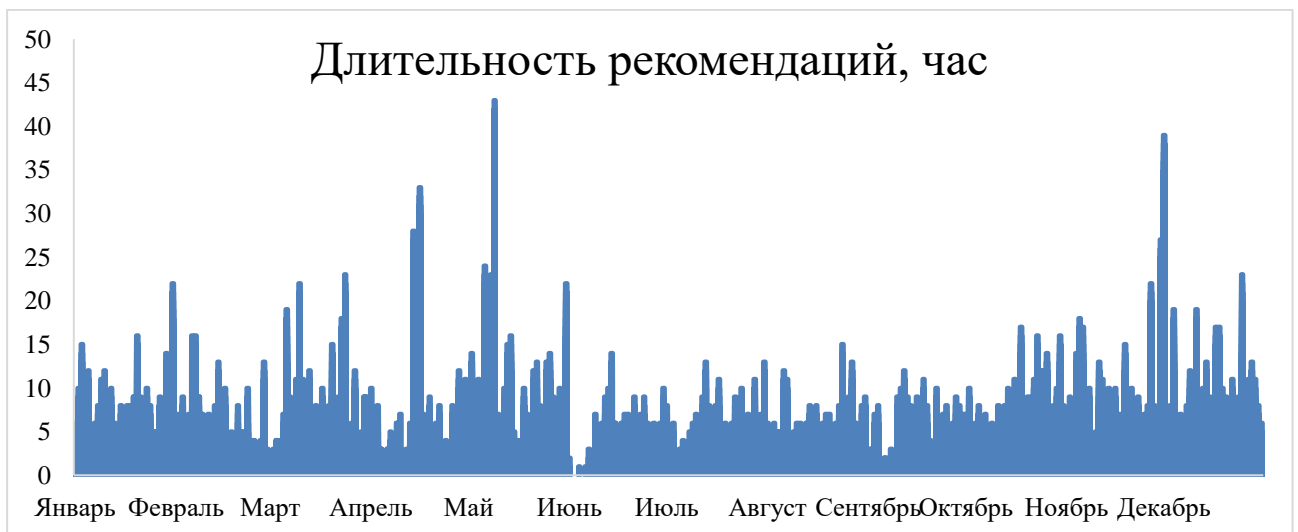


Рисунок 46 ГЭС-3. Длительность актуальности рекомендаций за год в часах

Аналогично группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 47).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 10 часов. Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 10 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально.

Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 3-5 часов: так чтобы исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 69-80%. (Таблица 19)



Рисунок 47 ГЭС-3. Число рекомендаций от длительности в часах за год

Таблица 19 ГЭС-3. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, час | Число рекомендаций | Накопительный % |
|-------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 551 | 37% |
| 2 | 305 | 57% |
| 3 | 168 | 69% |
| 4 | 102 | 75% |
| 5 | 70 | 80% |
| 10 | 27 | 95% |

ГЭС-3 на основе минутных данных

Повторим исследование на данных за значительно меньший период времени (за квартал) и с меньшим периодом - 1 минута. Этот интервал предварительно является минимальным временем реакции РУСА (см. параграф 3.4.1.3). Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 48).

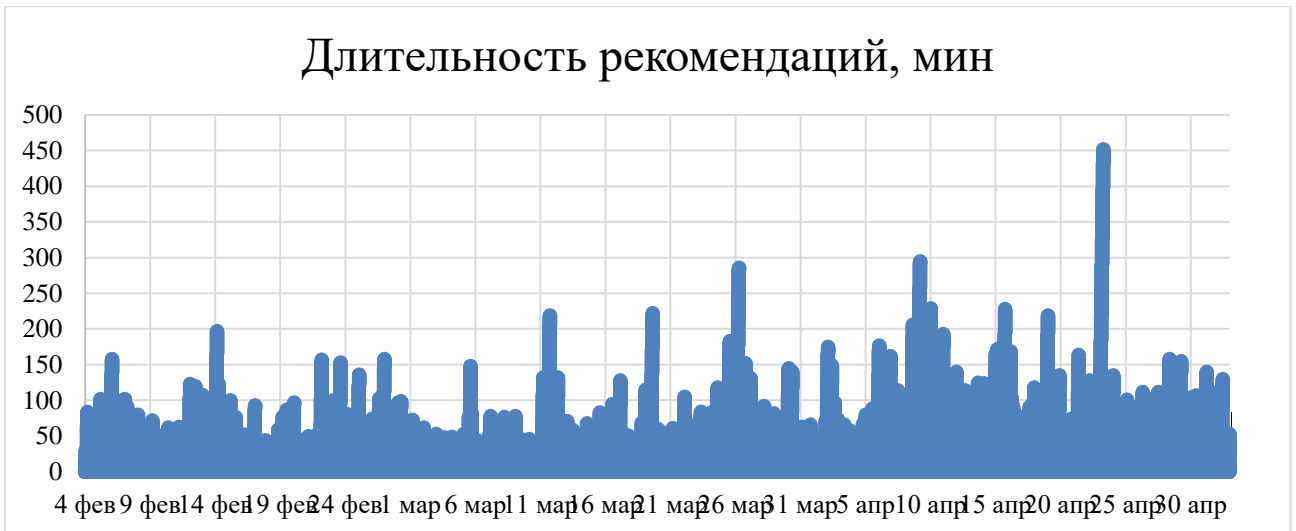


Рисунок 48 ГЭС-3. Длительность рекомендаций в минутах за квартал
Группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 49).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 10 часов. Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 10 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально.

Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 10-16 минут: так чтобы исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 71-80%. (Таблица 20)



Рисунок 49 ГЭС-3. Число рекомендаций от их длительности за квартал

Таблица 20 ГЭС-3. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, минут | Число рекомендаций | Накопительный % |
|---------------------|--------------------|-----------------|
| 2 | 869 | 28% |
| 3 | 806 | 40% |
| 4 | 573 | 48% |
| 6 | 338 | 59% |
| 10 | 166 | 71% |
| 16 | 93 | 80% |
| 29 | 13 | 90% |

ГЭС-4 на основе часовых данных

Проведём исследование на данных с дискретностью 1 час за год. Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 50).

Группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 51).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 2 часов. Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 2 часов количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально.

Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение 1 час: так чтобы исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 96%. (Таблица 21)

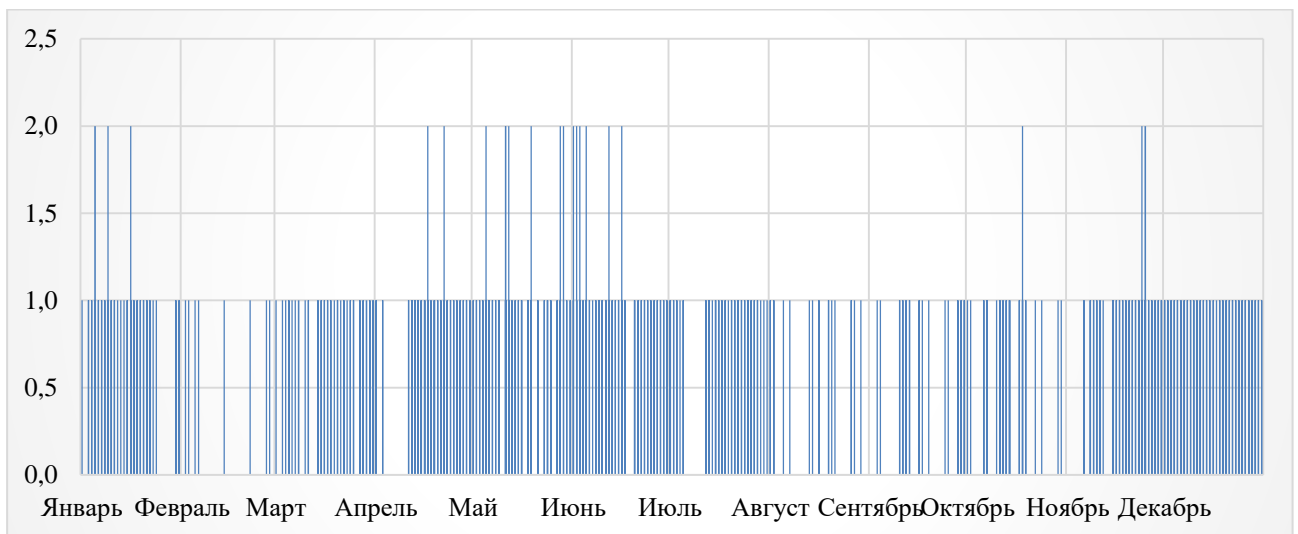


Рисунок 50 ГЭС-4. Длительность актуальности рекомендаций в часах за год

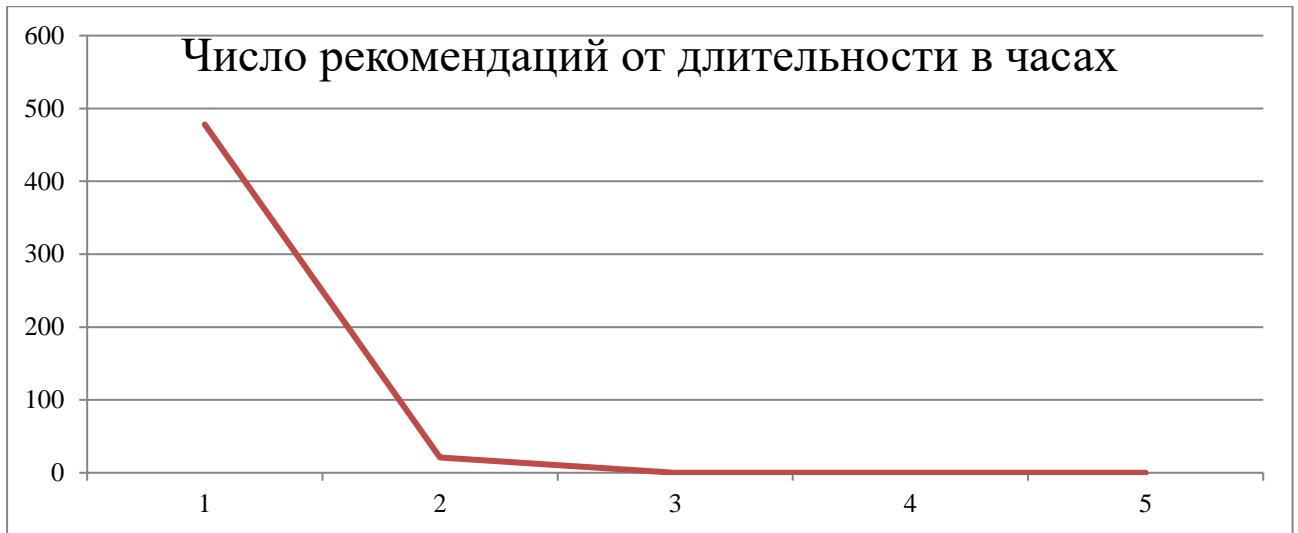


Рисунок 51 ГЭС-4. Число рекомендаций от длительности в часах за год

Таблица 21 ГЭС-4. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, час | Число рекомендаций | Накопительный % |
|-------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 478 | 96% |
| 2 | 21 | 100% |

ГЭС-4 на основе минутных данных

Повторим исследование на данных за значительно меньший период времени (за месяц) и с меньшим периодом - 1 минута. Этот интервал предварительно является минимальным временем реакции РУСА (см. параграф 3.4.1.3). Результаты представлены на рисунке (см. Рисунок 52).

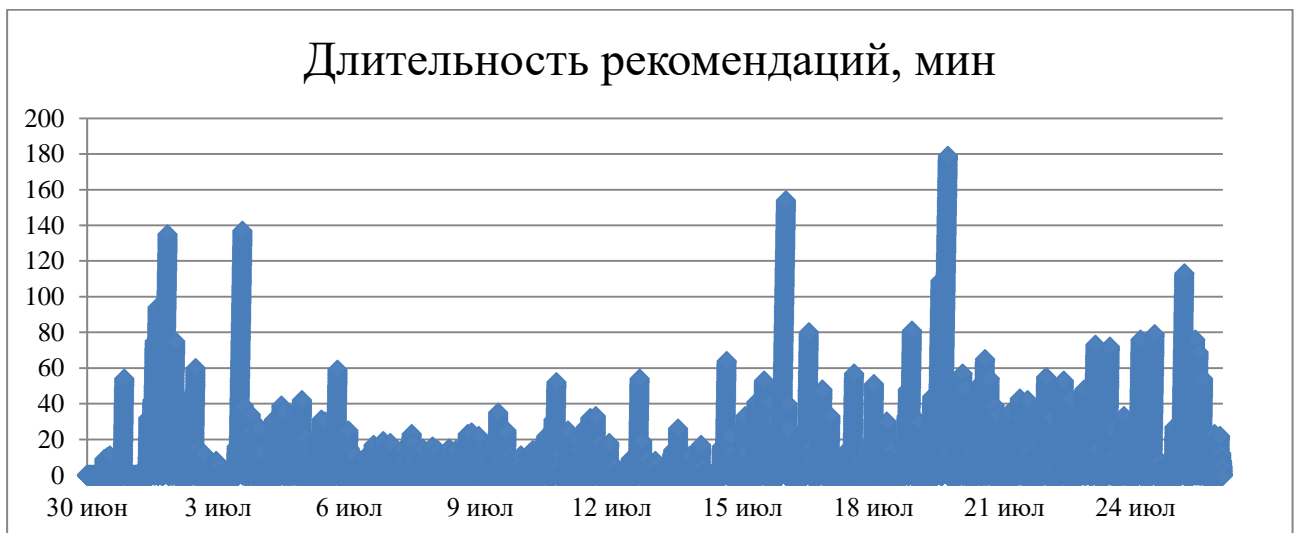


Рисунок 52 ГЭС-4. Длительность актуальности рекомендаций в минутах за месяц

Группируя результаты по длительности актуальности рекомендаций РУСА, получаем (Рисунок 53).

По графикам видно, что основной эффект на основе получасовых данных приходится на интервал до 30 минут. Эти же данные можно интерпретировать следующим образом: после эффекта на протяжении 30 минут количество рекомендаций по изменению состава оборудования будет минимально.



Рисунок 53 ГЭС-4. Число рекомендаций от их длительности в минутах за месяц

Первым приближением для настройки РУСА следовало бы выбрать значение примерное равное 6-9 минут: так чтобы исключить слишком частое изменение состояния агрегатов и получить достаточный эффект, что соответствует фильтрации 72-82%. (Таблица 22)

Таблица 22 ГЭС-4. Число рекомендаций и их длительность

| Длительность, минут | Число рекомендаций | Накопительный % |
|---------------------|--------------------|-----------------|
| 2 | 322 | 41% |
| 3 | 224 | 52% |
| 4 | 156 | 60% |
| 6 | 96 | 72% |
| 9 | 62 | 82% |
| 16 | 15 | 90% |
| 25 | 10 | 95% |

Характеристика модели РУСА

Проведённое исследование длительности актуальности рекомендаций модели РУСА показало идентичность результатов для всех ГЭС, полученные различия объясняются различными ролями ГЭС в энергосистеме, разным набором агрегатов, разными ограничениями, но в целом, несмотря на это, характер годовых данных идентичен:

1. Очевидна сезонность всех годовых графиков с суточными колебаниями. Сезонность определяется наличием периода паводка, приходящегося на апрель-июнь. По графикам его можно увидеть по особым зонам: либо увеличением времени рекомендаций, либо длительного отсутствия рекомендаций РУСА, периоды, когда длительность актуальности рекомендаций равна 0. Особо отчётливо период паводка можно увидеть по зависимости значения напора и оценке длительности актуальности рекомендаций ГЭС-1 (Рисунок 38). Суточные колебания объясняются тем, что днём выработка ГЭС выше, чем ночью. Кроме того, в течение дня задание на ГЭС меняется более динамично, соответственно, состав агрегатов чаще оказывается неоптимальным.
2. Для всех ГЭС эффект от рекомендации РУСА временами становится равным 0, что означает, что изменения, осуществляемые оперативным персоналом станции без РУСА совпадают с целевым состоянием, к которому стремится РУСА. Особенно хорошо это видно по графику оценки длительности актуальности рекомендаций ГЭС-4 за год (Рисунок 51): в течение 2х часов специалисты станции (гидрологи и оперативники) приводят ГЭС к эффективному состоянию. Обобщая, длительность от рекомендации РУСА равная 0 означает, что модель РУСА не может порекомендовать изменение состава, способное увеличить КПД станции по одной из двух причин:
 - a. ГЭС уже работает в эффективном режиме;
 - b. Ограничения не позволяют улучшить эффективность ГЭС.
3. Чем меньше длительность эффекта, при которой формируется рекомендация на изменение состава агрегатов, тем больше количество изменений состояний. И обратное также верно, с увеличением длительности эффекта, в течение которого система выжидает, чтобы выдать достоверную рекомендацию, количество изменений состояний будет меньше.

Эти замечания подтверждают адекватность и работоспособность модели РУСА.

3.4.1.5 Адаптивный алгоритм выбора задержки принятия решения по рекомендации

Ранее было показано, что длительность актуальности рекомендации оказывает существенное влияние на эффективность ГЭС и на частоту срабатывания агрегатов, это справедливо и для параметра задержки принятия решения по рекомендации:

- Если принимать решения на основе мгновенных (действующих сейчас) данных, то, следуя рекомендациям модели РУСА, можно добиться максимальной эффективности ГЭС, однако это также вызовет неоправданное расходование ресурсов основного оборудования – увеличит число пусков и остановов.
- Если же выбрать время длительности рекомендации равной большому временному диапазону (в пределе – бесконечности), то рекомендаций по изменению состава агрегатов не будет, но и эффективность не будет улучшаться.

Следовательно, необходимы правила или алгоритм, позволяющий выбрать подходящую длительность прогноза (плана балансирующего рынка), на основе которого следует принимать решения.

В первую очередь следует разделять рекомендации на обязательные, назовем их руководством к действию, и необязательные.

Не исполнение обязательной рекомендации (руководства к действию) влечет за собой необеспечение требуемого диапазона регулирования и не выполнение задания от системного оператора. Необязательные рекомендации влияют только на КПД ГЭС, сохраняют возможность выполнения задания ГЭС.

Пример 16:

Пусть есть ГЭС с 4 агрегатами (с одинаковыми эксплуатационными характеристиками, позволяющем работать во всем диапазоне) и номиналом

100МВт. Предположим, что задание на ГЭС на момент времени $PZD_{t0} = 80$ МВт. Очевидно, что это задание могут выполнить как один агрегат, так и все агрегаты, загруженные на 20 МВт. С позиции уменьшения числа работающих агрегатов (и повышения их КПД) целесообразнее загрузить только один агрегат, остальные выключить. Предположим, что работает только один агрегат. Пусть плановый график на ближайшее прогнозное время составляет $PZD_{t1} = 120$ МВт (следующий час), $PZD_{t2} = 80$ МВт, $PZD_{t3} = 80$ МВт. Если рассуждать с точки зрения эффективности за период $t3-t0$, то окажется, что включение дополнительного агрегата к моменту времени $t1$ покажет худшую эффективность, чем сохранение одного агрегата. Однако, обратим внимание, на то, что один агрегат в принципе не способен выполнить задание PZD_{t1} , поскольку его номинал составляет только 100МВт, следовательно, это рекомендация в момент $t1$ “Пуск агрегата” относится к обязательным для исполнения рекомендациям (руководство к действию).

Длительность принятия решения должна быть ограничена любым руководством к действию. Адаптивный алгоритм выбора задержки:

1. Из всего прогнозного времени необходимо найти минимальное и максимальное задание $PZD_{min} = \min PZD_{tx}$, $PZD_{max} = \max PZD_{tx}$, $tx = \overline{t0, tn}$ – дискреты прогнозного времени с соответствующими заданиями мощности, tn задается оператором.
2. Сравнить текущий регулировочный диапазон ГЭС с полученными значениями. Задержка определяется

$$T = \begin{cases} tx, & \text{если } PZD_{min} < P_{min} \text{ или } PZD_{max} > P_{max} \\ tn & \end{cases}$$

3.4.2 Многокритериальное принятие решения РУСА

Классическим методам принятия решений посвящено большое количество публикаций [146, 147, 148, 149, 150, 151]. Поэтому эти методы будут рассмотрены достаточно кратко. Существует множество методов принятия решений и в условиях риска и в условиях неопределенности, однако в этой работе они не рассматриваются по причине того, что риск для мгновенной ситуативной выгоды может привести к катастрофическим последствиям, поэтому применение таких

методов нежелательно или должно быть обоснованным. Оперативный персонал действует преимущественно ответственно, предпочитая надёжные стратегии рискованным, аналогично для системы РУСА необходимо выбирать осторожные стратегии управления.

Принятие решений имеет смысл, если существуют различные варианты альтернативных объектов (гидроагрегатов), число которых не меньше 2 и выбор действия над одним из них может привести к определённым последствиям. Пусть имеется совокупность A альтернативных гидроагрегатов, находящихся в равновозможных условиях по отношению к совершаемому действию:

$$A = \{a_1 \dots a_N\}, N \geq 2.$$

Совершаемое действие может быть одной из операций над гидроагрегатом: пуск, останов, переход через зону ограниченной работы (вверх или низ), перевод агрегата в индивидуальный или групповой режим работы. На выбор того или иного решения (действия) оказывают влияние объективные условия. Объективные условия представляются в задаче принятия решений в виде множества состояний природы, неких (возможно сводных, сгруппированных) параметров агрегатов $\Omega = \{\omega_1 \dots \omega_m\}$. Для корректного принятия решения важно чтобы множество состояний природы было максимально полным, приближенным к тем факторам на основе которых принимает решения оперативный персонал ГЭС.

Очевидно, что для каждого действия множество агрегатов различно, например, для пуска агрегата должны рассматриваться только остановленные агрегаты, для останова – напротив – работающие. Также становится ясно, что и критерии для различных действий должны отличаться. Например, необходимо осуществить пуск агрегата с наивысшим КПД, однако останавливать необходимо агрегат с наименьшим КПД. Другой пример, при анализе агрегатов к пуску, он остановлен, на нем не происходит никаких процессов, это состояние – безопасное и поэтому текущее значение параметров не может сказать, как поведёт этот агрегат в рабочем состоянии. Для останова же напротив, необходимо контролировать малейшие изменения в состоянии агрегата для предотвращения критических

последствий. Далее рассмотрим примеры принятия решения на одном действии, методы принятия решения для других действий полностью идентичны.

Для каждой альтернативы для каждого состояния природы, параметра, определим последствия принятия решения (действия) в виде функции полезности в некоторых единицах $u_{ij}(a_i, \omega_j)$, их также называют показателями предпочтения. Также иногда в задачах зачастую вместо полезностей используются потери, обозначаемые $l_{ij}(a_i, \omega_j)$. При этом потери и полезности связаны между собой соотношением $u_{ij}(a_i, \omega_j) = -l_{ij}(a_i, \omega_j)$, т.е. значение потерь может быть сведено формально к полезности, поставив знак отрицания. Другими словами, значения потерь можно рассматривать как отрицательные значения полезности. В дальнейшем для краткости будем записывать u_{ij}

Задача лица принимающего решения (ЛПР), оператора состоит в том, чтобы выбрать какое-либо решение или выполнить какое-либо действие из совокупности A . Каждое из этих действий есть чистая стратегия. Однако при многократном принятии решений совсем не обязательно ограничиваться использованием только одной чистой стратегии. Можно использовать смесь чистых стратегий в соответствии с некоторым законом предпочтения

$$\lambda = \{\lambda_1 \dots \lambda_N\}, \sum_{i=1}^N \lambda_i = 1$$

В этом случае имеет место смешанная стратегия, множество смешанных альтернатив бесконечно и определяются распределениями λ_i . Соответственно, полезность в этом случае также зависит и от значения параметра и от предпочтения:

$$u(\lambda, \omega_j) = \sum_i^N \lambda_i * u_{ij}$$

λ_i в данном случае следует понимать как некий коэффициент долевого участия, устанавливая его значение равным 0, соответствующая альтернатива полностью исключается из анализа. Это удобно использовать для гидроагрегатов находящихся в ремонте или не готовых к оперированию по другим причинам.

Каждая задача принятия решений имеет свой критерий оптимальности, т.е. некоторое правило, по которому численно определяется условие предпочтения одного действия по отношению к другому. Критерий оптимальности определяет упорядочивание всех альтернатив (множества А) по предпочтению. При этом критерий оптимальности полностью зависит от информации о состояниях природы.

Для решения такого рода задач наиболее распространёнными критериями принятия решений являются:[146]

- 1) критерий равновозможных состояний (критерий Лапласа);
- 2) критерий идеальной точки;
- 3) критерий максимина Вальда;
- 4) критерий пессимизма оптимизма Гурвица;
- 5) критерий минимакса сожалений Сэвиджа.

Следует отметить, что приведённые критерии являются далеко не единственными для принятия решений в условиях неопределенности. Однако остальные критерии являются в основном комбинацией этих критериев. Рассмотрим их подробнее.

3.4.2.1 Критерии без выражения предпочтений

Критерий равнозначных состояний

Критерий равнозначных состояний основан на предположении Лапласа, согласно которому, если предпочтения выбора абсолютно неизвестны, то они предполагаются быть равными. Согласно этому критерию, действие a_k является оптимальным, если

$$\sum_{k=1}^m u_{kj} = \max_{i=1, N} \sum_{j=1}^m u_{ij} \quad (75)$$

т.е. выбирается то действие, сумма значений полезности которого по всем состояниям природы максимальна.

Критерий идеальной точки

Определим идеальную точку следующим образом. Положим $b_j = \max_i u_{ij}$. Таким образом, b_j является максимально возможным значением по j -й критерию, параметру. Точка, для которой выполняется условие $u_{ij} = b_j$, является решением обычной однокритериальной задачи принятия решений. Обозначим точку $b = \{b_1..b_m\}$. Точка b называется идеальной, поскольку она оптимальна сразу по всем критериям: получить большее значение ни по одному критерию невозможно, то есть не существует альтернативы (чаще всего, если существует, то выбор очевиден) все равенства $a_i : u_{ij} = b_j$ для всех j .

Тогда отклонение, расстояние от этой идеальной точки покажет насколько далека альтернатива от заданного идеала, и наоборот, точка наиболее близкая к идеалу является оптимальным решением.

Функций задания расстояния могут быть различными, например:

для $m=2$:

$$S_{ij} = \sqrt{(b_1 - u_{ij})^2 + (b_2 - u_{ij})^2}$$

для $m=3$:

$$S_{ij} = \sqrt{(b_1 - u_{ij})^2 + (b_2 - u_{ij})^2 + (b_3 - u_{ij})^2}$$

Иногда, используют общую формулу

$$S_{ij} = \sqrt[p]{\sum_{j=1}^p (b_j - u_{ij})^p} \quad (76)$$

Критерий максимина

Согласно критерию максимина, для каждой строки (для каждого действия) матрицы значений полезности определяется минимальное значение полезности. Далее из всех действий выбирается такое, которое соответствует максимальному из полученных минимальных значений, т.е. действие a_k является оптимальным, если

$$\underline{u}_k = \min_{j=1..m} u_{kj} = \max_{i=1..n} \min_{j=1..m} u_{ij} \quad (77)$$

Следует отметить, что критерий максимина является перестраховочным, поскольку природа не может быть сознательным противником. По критерию Вальда выбирают стратегию, которая даёт гарантированный выигрыш при наихудшем варианте состояния природы. Логическая основа критерия заключается в том, что из всех возможных состояний природы выбирается наихудшее для каждого действия с точки зрения полезности. ЛПР не может столкнуться с более худшим результатом, чем тот, на который он ориентируется. Критерий максимина используется крайним пессимистом, не желающим идти ни на какой риск. Поэтому этот критерий иногда называют критерием крайнего пессимизма.

Критерий оптимизма-пессимизма

Критерий оптимизма-пессимизма Гурвица является в некотором смысле компромиссным критерием и использует линейную комбинацию оптимистического и пессимистического подходов. Пусть

$$\underline{u}_k = \min_{j=1..m} u_{kj} \quad \overline{u}_k = \max_{j=1..m} u_{kj}$$

Тогда действие a_k будет оптимальным в случае

$$\alpha * \underline{u}_k + (1 - \alpha) * \overline{u}_k = \max_{i=1..n} (\alpha * \underline{u}_i + (1 - \alpha) * \overline{u}_i) \quad (78)$$

Коэффициент $\alpha \in [0,1]$ называют коэффициентом пессимизма. Критерий Гурвица имеет следующую интерпретацию: самое худшее может случиться с вероятностью α , тогда оптимистичный сценарий вероятен с коэффициентом $1-\alpha$. Нетрудно видеть, что

$\alpha=1$ превращает критерий Гурвица в критерий максимина, критерий крайнего пессимизма,

$\alpha=0,5$ – допускает равнозначный пессимистичный и оптимистичный выбор в равной степени,

$\alpha=0$ – так называемый максимаксный критерий.

Критерий сожалений

Для каждого параметра (критерия) следует определить максимальную величину и отклонение от максимума покажет насколько далёко значение параметр от своего оптимального значения, таким образом строится матрица сожалений:

$$\Delta u_{kj} = \max_{i=1..n} u_{ij} - u_{kj} \quad (79)$$

Значения матрицы сожалений всегда положительны. Оптимальным же является то решение, при котором:

$$\max_{j=1..m} \Delta u_{kj} = \min_{i=1..n} \max_{j=1..m} \Delta u_{kj} \quad (80)$$

Фактически для принятия решения используется решение с минимальным сожалением.

3.4.2.2 Пример принятия решения системой РУСА без предпочтений

Рассмотрим разницу критериев на примере конкретной ситуации.

Пример 17:

Система РУСА управляет 12 агрегатами, все они в работе, однако по внешним условиям (например, ограничение мощности) необходимо остановить один агрегат.

Таблица 23 Параметры гидроагрегатов

| № ГА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------|------|------|------|-------|-----|------|-----|------|-------|-------|-------|------|
| КПД % | 92,3 | 91,6 | 92,2 | 92,12 | 93 | 92,6 | 92 | 92,1 | 91,85 | 92,15 | 93,01 | 91,8 |
| Остановов шт | 53 | 21 | 35 | 64 | 28 | 32 | 15 | 1 | 45 | 24 | 11 | 48 |
| Наработки ч | 200 | 129 | 183 | 180 | 325 | 110 | 152 | 24 | 288 | 157 | 93 | 420 |

Для того, чтобы верно приступить к задаче оптимизации, необходимо определить действие каждого из представленных параметров на останов агрегатов: необходимо выбрать к останову агрегат с наименьшим КПД, меньшим числом остановов и большим количеством наработок.

Нормируем все значения и приведём к единому направлению оптимизации, заменив параметр наработок на эквивалент сожалений. Нормировку осуществляем

$$\dot{u}_{ij} = \frac{u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}}{\max_{i=1..N} u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}} \quad (81)$$

Для приведения к единому критерию используем выражение

$$\dot{u}_{ij} = \frac{\max_{i=1..N} u_{ij} - u_{ij}}{\max_{i=1..N} u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}} \quad (82)$$

Приведём расчёты очередности и очередь по разным критериям с промежуточными вычислениями (см. Таблица 24, Таблица 25). В таблицах, для краткости обозначены РЗ- равнозначный, П – пессимистичный (максимина), О – оптимистичный (максимакса) из описания критерия Гурвица, ОП – оптимистично-пессимистичный, ИТ –идеальная точка.

Таблица 24. Расчёт очередности останова по разным критериям

| ГА | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| КПД | 0,50 | 1,00 | 0,57 | 0,63 | 0,01 | 0,29 | 0,72 | 0,65 | 0,82 | 0,61 | 0,00 | 0,86 |
| Остановы | 0,17 | 0,68 | 0,46 | 0,00 | 0,57 | 0,51 | 0,78 | 1,00 | 0,30 | 0,63 | 0,84 | 0,25 |
| Наработки | 0,44 | 0,27 | 0,40 | 0,39 | 0,76 | 0,22 | 0,32 | 0,00 | 0,67 | 0,34 | 0,17 | 1,00 |
| Равнозначных состояний (РЗС) | | | | | | | | | | | | |
| РЗС | 0,37 | 0,65 | 0,48 | 0,34 | 0,45 | 0,34 | 0,61 | 0,55 | 0,60 | 0,53 | 0,34 | 0,70 |
| Крайнего пессимизма (П) | | | | | | | | | | | | |
| П | 0,50 | 1,00 | 0,57 | 0,63 | 0,76 | 0,51 | 0,78 | 1,00 | 0,82 | 0,63 | 0,84 | 1,00 |
| Крайнего оптимизма (О) | | | | | | | | | | | | |
| О | 0,17 | 0,27 | 0,40 | 0,00 | 0,01 | 0,22 | 0,32 | 0,00 | 0,30 | 0,34 | 0,00 | 0,25 |
| Оптимизма-пессимизма (ОП) | | | | | | | | | | | | |
| ОП, $\alpha=0,5$ | 0,34 | 0,63 | 0,49 | 0,32 | 0,38 | 0,36 | 0,55 | 0,50 | 0,56 | 0,49 | 0,42 | 0,63 |
| Идеальной точки (ИТ) | | | | | | | | | | | | |
| ИТ | 1,34 | 1,24 | 1,19 | 1,11 | 1,10 | 0,95 | 0,94 | 0,86 | 0,84 | 0,74 | 0,69 | 0,62 |

Таблица 25. Очерёдность отключения агрегатов по разным критериям

| Равнозначных состояний (РЗС) | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ГА | 12 | 2 | 7 | 9 | 8 | 10 | 3 | 5 | 1 | 4 | 6 | 11 |
| РЗС | 0,70 | 0,65 | 0,61 | 0,60 | 0,55 | 0,53 | 0,48 | 0,45 | 0,37 | 0,34 | 0,34 | 0,34 |
| Крайнего пессимизма (П) | | | | | | | | | | | | |
| ГА | 2 | 8 | 12 | 11 | 9 | 7 | 5 | 10 | 4 | 3 | 6 | 1 |
| П | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,84 | 0,82 | 0,78 | 0,76 | 0,63 | 0,63 | 0,57 | 0,51 | 0,50 |
| Оптимизма-пессимизма (ОП) | | | | | | | | | | | | |
| ГА | 2 | 12 | 9 | 7 | 8 | 3 | 10 | 11 | 5 | 6 | 1 | 4 |
| ОП, $\alpha=0,5$ | 0,63 | 0,63 | 0,56 | 0,55 | 0,50 | 0,49 | 0,49 | 0,42 | 0,38 | 0,36 | 0,34 | 0,32 |
| Идеальной точки (ИТ) | | | | | | | | | | | | |
| ГА | 12 | 2 | 8 | 7 | 9 | 5 | 10 | 11 | 3 | 4 | 1 | 6 |
| ИТ | 1,34 | 1,24 | 1,19 | 1,11 | 1,10 | 0,95 | 0,94 | 0,86 | 0,84 | 0,74 | 0,69 | 0,62 |

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что первыми на отключение два агрегата ГА12 и ГА2. Заметим, что оба агрегата имеют максимальное значение одного из критериев, но в отличие от агрегата номер 8 у них нет ни одного другого критерия равного минимуму. Среди наиболее успешных в данных условиях агрегаты ГА6, ГА1, ГА4.

Примечание к примеру. Критерий КПД ГА выбран в качестве наглядного иллюстрирующего примера, в реальных расчётах следует использовать и используется в автоматизированной системе РУСА критерий повышения КПД ГЭС, описанный в главе 3.1. Этот критерий инвариантен по отношению к действию – любое действие, будь то пуск или останов ГА, должно привести к повышению КПД ГЭС.

3.4.2.3 Критерии с выражением предпочтений

Критериев с выражением предпочтений ЛПР достаточно много, обратим внимание на работы Соболя И.М., Статникова Р.Б.[152], Секретарева Ю.А. [28], предлагающих активное участие в принятии решений персонала. В настоящее время, когда система ещё только создаётся, крайне важно для пользователя, для лица принимающего решение суметь понять и объяснить почему произошло то или иное событие, почему система РУСА выбрала на отключение именно агрегат номер X, а не Y. Также важно, чтобы выбор происходил в темпе техпроцесса, напомним, что задание на ГЭС может меняться ежеминутно, соответственно, оценка необходимости принятия решения должна происходить в этой размерности времени.

Обучение системы принятия решения на данных от пользователей может также привнести индивидуальные черты характера и психологические предпочтения экспертов в логику принятия решений, таких как рискованность, осторожность и т.д. [146]. При этом поведение системы будет определяться узким кругом экспертов, изменение экспертов (или их количества), принимающих решение о правильности или ошибочности стратегии выбора, может также оказать существенную роль на сделанный выбор.

В этой связи в этой работе рассматриваются только основные самые распространённые критерии и не рассматриваются варианты с нечёткой логикой, обучением нейронных сетей и т.д.

Критерий максимума ожидаемой полезности

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

$$\sum_{k=1}^m u_{kj} * v_j = \max_{i=1, \dots, N} \sum_{j=1}^m u_{kj} * v_j, \sum_{j=1}^m v_j = 1 \quad (83)$$

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

Критерий взвешенных расстояний

Аналогично критерию идеальной точки определяются $b_j = \max_i u_{ij}$, характеризующие идеальную точку, тогда взвешенное с v_j расстояние (отклонение) от этой идеальной точки покажет насколько далека альтернатива от заданного идеала, и наоборот, альтернатива наиболее близкая к идеалу является оптимальным решением.

Функций задания расстояния могут быть различными, например:

для $m=2$:

$$S_{ij} = \sqrt{v_1 * (b_1 - u_{ij})^2 + v_2 * (b_2 - u_{ij})^2}$$

для $m=3$:

$$S_{ij} = \sqrt{v_1 * (b_1 - u_{ij})^2 + v_2 * (b_2 - u_{ij})^2 + v_3 * (b_3 - u_{ij})^2}$$

Иногда используют общую формулу

$$S_{ij} = \sqrt[p]{\sum_{j=1}^p v_j * (b_j - u_{ij})^p} \quad (84)$$

Критерий Ходжа-Лемана

Критерий Ходжа-Лемана объединяет критерий максимина (крайнего пессимизма) и критерий максимума ожидаемой полезности (см. параграф 3.4.2.1)[153]

Если принять

$$\underline{u}_k = \min_{j=1..m} u_{kj} \quad u_k = \sum_{j=1}^m u_{kj} * v_j \quad (85)$$

Тогда действие a_k будет оптимальным в случае

$$\alpha * \underline{u}_k + (1 - \alpha) * u_k = \max_{i=1..n} (\alpha * \underline{u}_i + (1 - \alpha) * u_i) \quad (86)$$

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

Критерий минимума ожидаемых сожалений

Аналогично критерию сожалений (см. параграф 3.4.2.1) для каждого параметра (критерия) следует определить максимальную величину и отклонение от максимума, взвешенное с коэффициентом предпочтения v_j покажет насколько далёко значение параметр от своего оптимального значения:

$$\Delta u_k = \sum_{j=1}^m v_j * (\max_{i=1..n} u_{ij} - u_{kj}) \quad (87)$$

Оптимальным же является то решение, при котором:

$$\Delta u_k = \min_{i=1..n} \Delta u_i \quad (88)$$

3.4.2.4 Пример принятия решения системой РУСА с выражением предпочтений

Пример 18:

Для сравнения критериев пусть ЛПР задал предпочтения для параметра КПД - 0,5, для числа остановов - 0,2, для наработок - 0,3.

Таблица 26. Расчёт очередности останова по разным критериям

| ГА | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| КПД | 0,50 | 1,00 | 0,57 | 0,63 | 0,01 | 0,29 | 0,72 | 0,65 | 0,82 | 0,61 | 0,00 | 0,86 |
| Остановы | 0,17 | 0,68 | 0,46 | 0,00 | 0,57 | 0,51 | 0,78 | 1,00 | 0,30 | 0,63 | 0,84 | 0,25 |
| Наработки | 0,44 | 0,27 | 0,40 | 0,39 | 0,76 | 0,22 | 0,32 | 0,00 | 0,67 | 0,34 | 0,17 | 1,00 |
| Максимум ожидаемой полезности (МОП) | | | | | | | | | | | | |
| МОП | 0,39 | 0,76 | 0,51 | 0,39 | 0,33 | 0,34 | 0,66 | 0,62 | 0,64 | 0,56 | 0,29 | 0,71 |
| Ходж-Леман (ХЛ) | | | | | | | | | | | | |
| u_k | 0,39 | 0,76 | 0,51 | 0,39 | 0,33 | 0,34 | 0,66 | 0,62 | 0,64 | 0,56 | 0,29 | 0,71 |
| \underline{u}_k | 0,05 | 0,05 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,06 | 0,00 | 0,09 | 0,07 | 0,00 | 0,08 |
| ХЛ, $\alpha=0,5$ | 0,22 | 0,41 | 0,29 | 0,20 | 0,17 | 0,19 | 0,36 | 0,31 | 0,36 | 0,31 | 0,14 | 0,39 |
| Минимум ожидаемых сожалений (МОС) | | | | | | | | | | | | |
| Матрица сожалений | 0,50 | 0,00 | 0,43 | 0,37 | 0,99 | 0,71 | 0,28 | 0,35 | 0,18 | 0,39 | 1,00 | 0,14 |
| | 0,83 | 0,32 | 0,54 | 1,00 | 0,43 | 0,49 | 0,22 | 0,00 | 0,70 | 0,37 | 0,16 | 0,75 |
| | 0,56 | 0,73 | 0,60 | 0,61 | 0,24 | 0,78 | 0,68 | 1,00 | 0,33 | 0,66 | 0,83 | 0,00 |
| МОС | 0,61 | 0,24 | 0,49 | 0,61 | 0,67 | 0,66 | 0,34 | 0,38 | 0,36 | 0,44 | 0,71 | 0,29 |

Таблица 27. Очередность отключения агрегатов по разным критериям

| Максимум ожидаемой полезности (МОП) | | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ГА | 2 | 12 | 7 | 9 | 8 | 10 | 3 | 4 | 1 | 6 | 5 | 11 |
| МОП | 0,76 | 0,71 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,56 | 0,51 | 0,39 | 0,39 | 0,34 | 0,33 | 0,29 |
| Ходж-Леман (ХЛ) | | | | | | | | | | | | |
| ГА | 2 | 12 | 9 | 7 | 10 | 8 | 3 | 1 | 4 | 6 | 5 | 11 |
| ХЛ, $\alpha=0,5$ | 0,41 | 0,39 | 0,36 | 0,36 | 0,31 | 0,31 | 0,29 | 0,22 | 0,20 | 0,19 | 0,17 | 0,14 |
| Минимум ожидаемых сожалений (МОС) | | | | | | | | | | | | |
| МОС | 2 | 12 | 7 | 9 | 8 | 10 | 3 | 4 | 1 | 6 | 5 | 11 |
| | 0,24 | 0,29 | 0,34 | 0,36 | 0,38 | 0,44 | 0,49 | 0,61 | 0,61 | 0,66 | 0,67 | 0,71 |

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что первыми на отключение два агрегата ГА2, ГА12, ГА7, ГА9. Недостатки ГА8 были сглажены предпочтениями ЛПР. Среди наиболее успешных в данных условиях агрегаты ГА11, ГА5, ГА6.

3.4.2.5 Алгоритм принятия решения РУСА

Опишем алгоритм принятия решения по одному действию[154]:

1. Определить количество критериев (параметров) по которым следует выполнить оптимизацию

Определить долевое участие всех агрегатов λ_i

Для тех агрегатов, где $\lambda_i > 0$, получить значения (из АСУТП или рассчитать)

2. Выполнить нормализацию, исключить влияние размерности по формулам

$$\dot{u}_{ij} = \frac{u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}}{\max_{i=1..N} u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}} \quad \text{или} \quad \dot{u}_{ij} = \frac{\max_{i=1..N} u_{ij} - u_{ij}}{\max_{i=1..N} u_{ij} - \min_{i=1..N} u_{ij}} ;$$

3. Преобразовать исходные значения к единому направлению оптимизации, заменив критерии (которых меньше) на аналогичные, основанные на сожалениях.
4. Выбрать критерий принятия решения с выражением предпочтения (см. параграф 3.4.2.3)

Для каждого критерия (параметра) с помощью экспертов задать оценочный вес v_j и параметр пессимизма α (если необходимо).

5. Провести расчёт по критерию принятия решения.
6. Упорядочить (сортировать) полученный массив, так чтобы первым элементом был агрегат, над которым необходимо выполнить действие.

3.4.3 Экономическое обоснование системы РУСА

3.4.3.1 Основные положения экономического обоснования

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

- 1) не всегда воду можно использовать для выработки электроэнергии, тем более с максимальным эффектом, эта возможность зависит от

водных режимов и от наличия потребителей, плана балансирующего рынка, определяемого системным оператором

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

Однако полученная оценка покажет потенциал системы РУСА.

В результате моделирования получается интервальная величина $E=[E^{\min}, E^{\max}]$ в МВт (см параграф 3.1). Применив моделирование последовательно к данным за исследуемый период, получим последовательность интервальных значений $E(t_0), E(t_1), \dots, E(t_n)$. Перевод значений в монетарную величину можно выполнить по следующей формуле:

$$S = \sum_{i=0}^n E(t_i) * (t_{i+1} - t_i) * c(t_i) \quad (89)$$

Где $t_{i+1}-t_i$ – интервал времени, в течение которого считаем выработку и стоимость энергии постоянной, $c(t_i)$ - стоимость электроэнергии в момент времени t_i по данным “рынка на сутки вперёд” [155].

По вышеприведённой формуле (23) получается, что сэкономленная вода продаётся по стоимости на момент экономии.

За основу для экономического обоснования возьмём данные с нескольких ГЭС за период, равный их водному циклу, - 1 год, с дискретностью определённой системным оператором при суточном регулировании генерирующих мощностей - 1 час (иногда – 0,5 часа), на основе этих данных по формуле (23) посчитаем интервальный эффект, выраженный в денежном эквиваленте.

3.4.3.2 Экономическое обоснование системы для ГЭС-1

Исходя из ранее проведённой оценки по длительности актуальности рекомендаций (см. параграф 3.4.1.4), сделан вывод, что с увеличением длительности ожидания(задержка) выполнения рекомендации РУСА, тем меньше результирующий эффект.

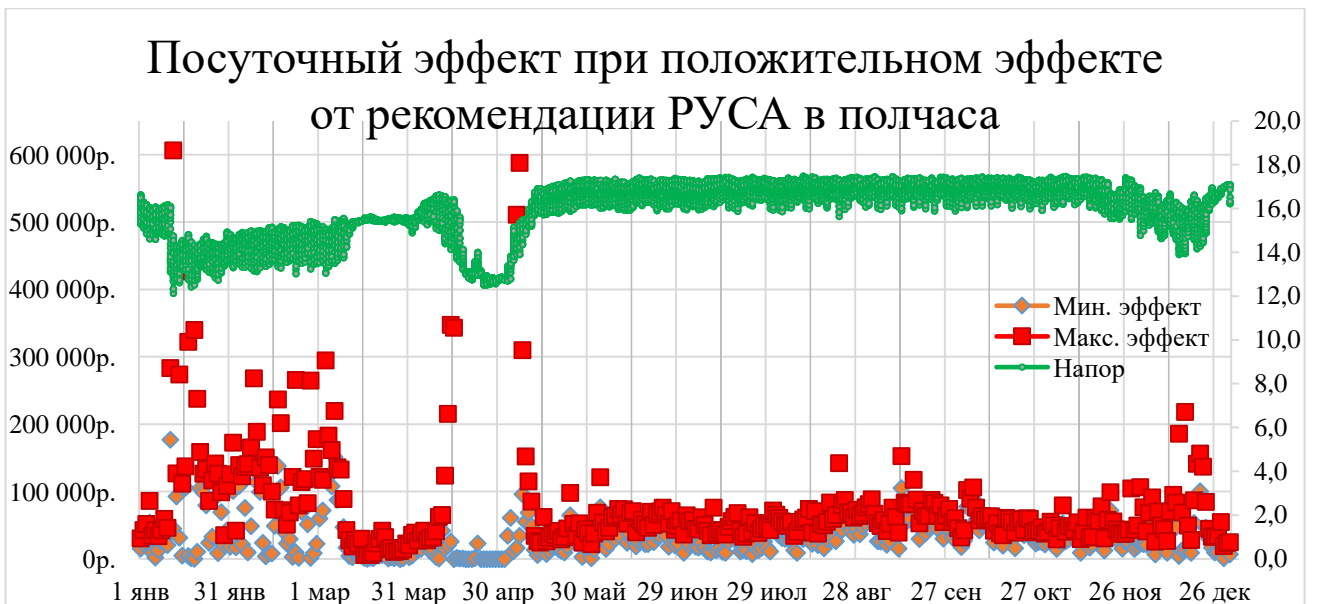


Рисунок 54 Посуточный эффект при положительном эффекте от рекомендации системы РУСА в течение получаса

Если проанализировать данные, представленные на графике, иллюстрирующем длительность актуальности рекомендаций (Рисунок 39), то условно можно выделить 3 диапазона: 0-2 часа - на этот период приходится наивысшая плотность графиков, 2-6 часов и более 6 часов.

Проиллюстрируем, построив графики в денежном эквиваленте для разных величин задержек рекомендации. При условии принятия решения мгновенно (на сколько возможно основе получасовых данных) график посуточного эффекта имеет вид (см. Рисунок 54).

Полученный график можно легко разбить на 2 неэффективных участка: 20 декабря – 8 марта, 5 апреля – 15 мая (паводок). В остальные периоды суточные потери редко превышают [20000, 100000] рублей в сутки.

Повторив модельный расчёт на тех же данных с параметром ожидания наличия положительного эффекта на протяжении 1 часа, получим, что суточные потери редко входят за [10000, 50000] рублей в сутки.

Повторив модельный расчёт на тех же данных с параметром ожидания наличия положительного эффекта на протяжении 2 часов, получим, что суточные потери редко входят за [5000, 40000] рублей в сутки.

Повторив модельный расчёт на тех же данных с параметром ожидания наличия положительного эффекта на протяжении 6 часов, получим, что суточные

потери редко входят за $[0, 10000]$ рублей в сутки.

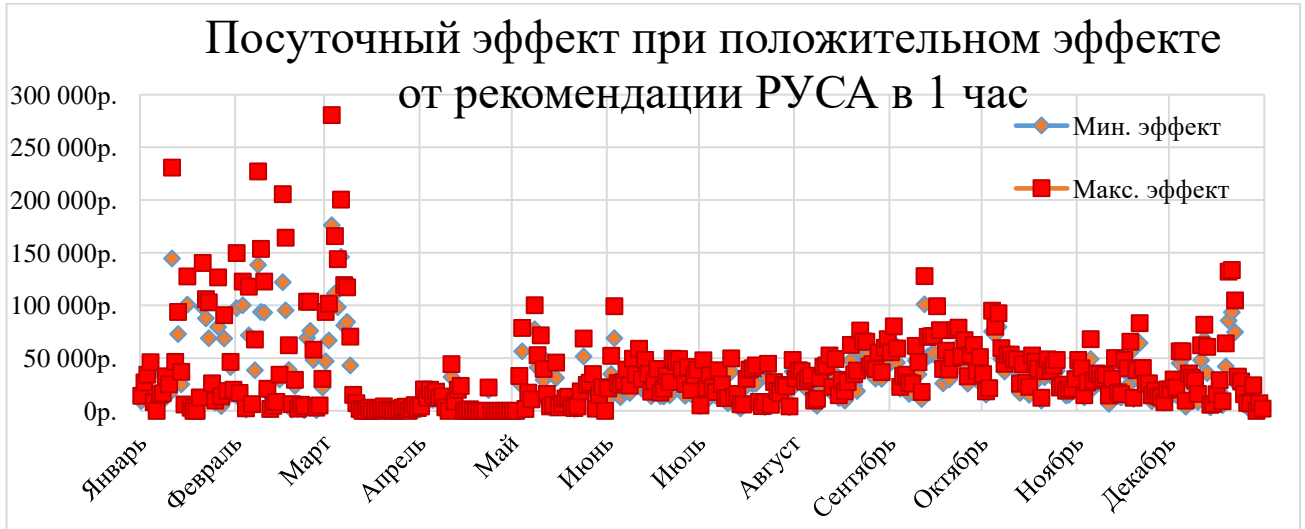


Рисунок 55 Посуточный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение часа (2 отсчёта подряд есть эффект)

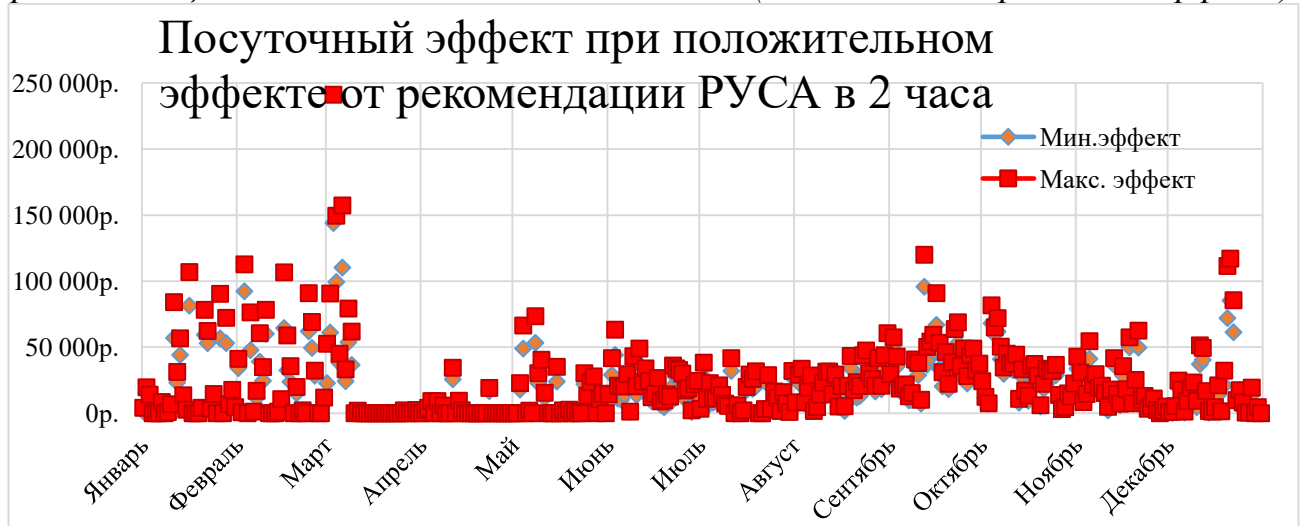


Рисунок 56 Посуточный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение 2 часов (4 отсчёта подряд эффект)

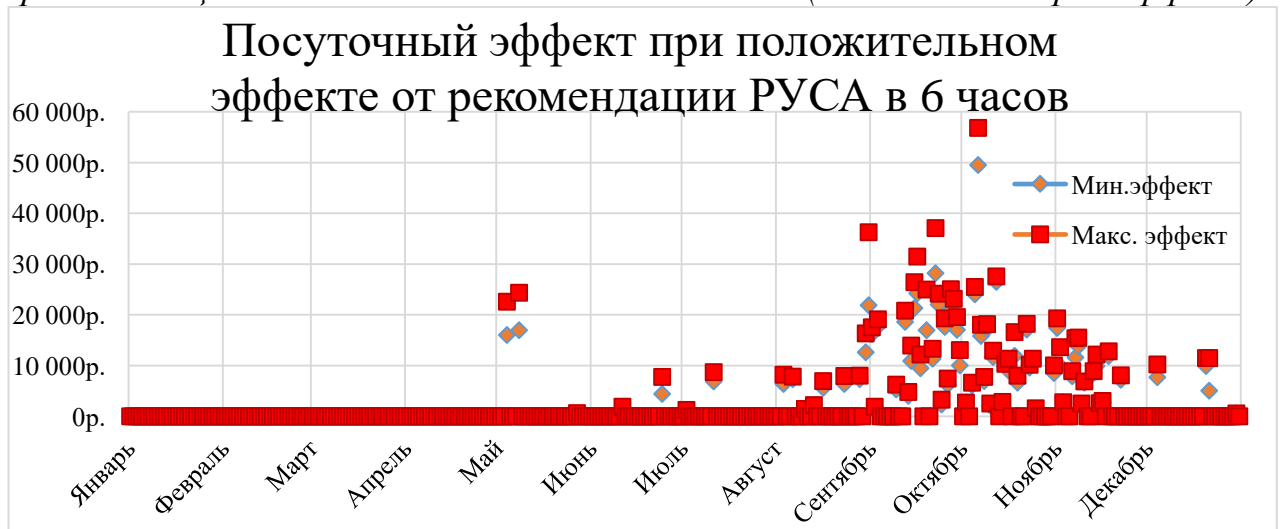


Рисунок 57 Посуточный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение 6 часов (12 отсчётов подряд эффект)

Сгруппировав данные ежемесячно за год, получим месячные потери редко входят за [0, 30000] рублей в месяц.

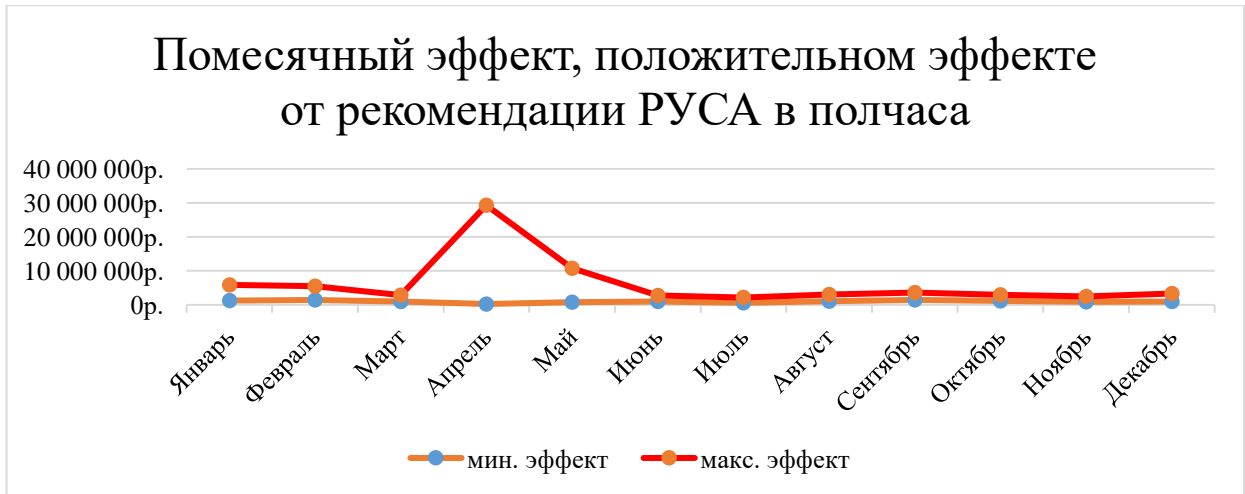


Рисунок 58 Помесячный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение полчаса

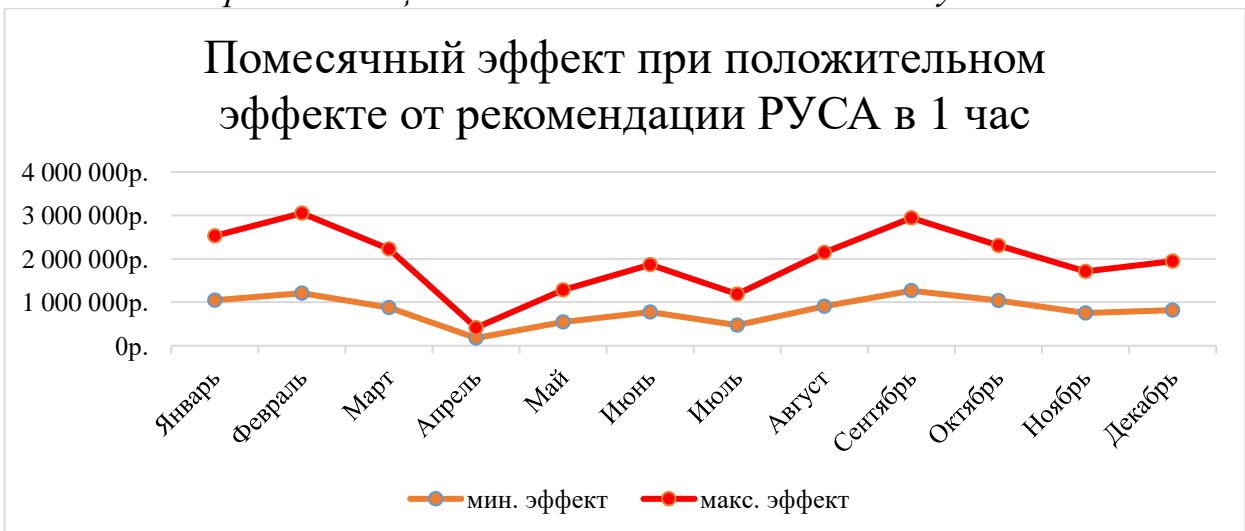


Рисунок 59 Помесячный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение часа



Рисунок 60 Помесячный эффект при положительном эффекте от выполнения рекомендации системы РУСА в течение 6 часов

Оранжевый график показывает минимальный эффект от системы РУСА при однократном изменении состава агрегатов.

Красный определяет потенциальный эффект (достижимый математически), при условии, что все агрегаты свободны от зон ограниченной работы и т.д. (идеальный случай).

Таблица 28 – Сводная таблица эффектов в зависимости от задержки принятия решения системой РУСА

| месяц | ≥ получаса | | ≥ 1 часа | | ≥ 2 часов | | ≥ 6 часов | |
|-----------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
| | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект |
| Январь | 1 283 251 | 4 600 979 | 1 050 791 | 1 475 399 | 514 293 | 702 196 | - | - |
| Февраль | 1 438 775 | 4 093 836 | 1 213 339 | 1 837 847 | 605 022 | 860 579 | - | - |
| Март | 1 005 814 | 1 904 403 | 879 617 | 1 344 691 | 591 936 | 916 137 | - | - |
| Апрель | 257 384 | 29 049 663 | 175 803 | 238 603 | 71 337 | 95 021 | - | - |
| Май | 785 681 | 10 019 047 | 545 438 | 735 379 | 301 836 | 411 205 | 33 427 | 47 683 |
| Июнь | 944 932 | 1 819 311 | 771 880 | 1 095 058 | 510 950 | 720 067 | 4 478 | 9 706 |
| Июль | 626 851 | 1 530 811 | 473 790 | 712 054 | 300 109 | 422 169 | 7 894 | 10 047 |
| Август | 1 116 076 | 1 971 753 | 907 718 | 1 236 553 | 582 096 | 767 343 | 71 177 | 95 355 |
| Сентябрь | 1 421 704 | 2 152 354 | 1 266 574 | 1 672 694 | 995 045 | 1 280 293 | 301 330 | 365 187 |
| Октябрь | 1 211 811 | 1 711 958 | 1 038 545 | 1 271 754 | 777 507 | 920 540 | 249 592 | 279 641 |
| Ноябрь | 924 538 | 1 532 008 | 751 594 | 957 032 | 476 318 | 600 799 | 114 563 | 132 886 |
| Декабрь | 1 024 082 | 2 280 991 | 816 742 | 1 133 305 | 479 643 | 665 038 | 23 333 | 33 877 |
| Итого | 12 040 899 | 62 667 115 | 9 891 830 | 13 710 369 | 6 206 092 | 8 361 385 | 805 792 | 974 381 |

Таблица 28 представляет четыре интервальные оценки по различному времени реакции системы РУСА на наличие положительного эффекта от изменения состава оборудования, каждая из интервальных оценок определена по методике, описанной в главе 3, на основе получасовых данных и содержит две границы:

минимальный эффект – эффект в рублях от одиночного изменения действующего состава агрегатов по рекомендации системы РУСА;

максимальный эффект – потенциальный эффект в рублях, достижимый при работе всех агрегатов, работающих с максимальным КПД.

Колонка " \geq получаса" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА мгновенно (на основании получасовых данных) принимает решение (Рисунок 58).

Колонка " ≥ 1 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 1 час (подряд 2 получасовых отсчёта) был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА (Рисунок 59).

Колонка " ≥ 2 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 2 часа подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА.

Колонка " ≥ 6 часов" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 6 часов подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА. (Рисунок 60)

Рисунок 58-Рисунок 60 также показывают, что с приближением паводка наблюдается тенденция на увеличение времени действия рекомендаций от системы РУСА по изменению состояния оборудования. Это означает, что в этот период гидроагрегаты работают в неоптимальных режимах.

Приведённые расчёты показывают, что внедрение системы рационального управления составом агрегатов на примере получасовых данных за год обосновано: если принимать решение об изменении состава агрегатов при наличии положительного эффекта длительностью в 2 часа, то эффект от дополнительной мощности, выработанной на основе рекомендаций системы РУСА при том же напоре и той же выработке, эквивалентен 6,2 млн.р. При принятии решения при наличии положительного эффекта в течение 6-х часов, то минимальный эффект составляет порядка 0,8 млн.р.

Следует обратить внимание на то, что после изменения состояния (по рекомендации сотрудников ГЭС) ГЭС переводится в эффективный режим, в котором система РУСА не может предложить более эффективного варианта агрегатов. Это можно заметить по количеству 0-х значений показателя длительности на Рисунок 59, Рисунок 60.

Поскольку за год не было зафиксировано отклонений от диспетчерского графика (составляется с учётом водного режима), то можно сказать, что ограничения по водному режиму учтены.

Параметры оптимальной длительности, после которой рекомендуется изменение состава агрегатов, так же, как и другие параметры системы РУСА, учитывающие количество пусков и остановов, наработки, и другие ограничения, могут быть определены только в ходе реализации и настройки информационной системы.

Пример 19:

Если допустить, стоимость системы РУСА 10 млн.р., срок службы системы – 20 лет, затраты на дополнительные пуски-остановы агрегатов – 3 млн. р. в год, то получается ещё

$$(6,2 \text{ млн. р} - 3 \text{ млн.р}) * 20 \text{ лет} - 10 \text{ млн.р} = 54 \text{ млн р.}$$

3.4.3.3 Экономическое обоснование системы для ГЭС-2

На основе одномоментных данных

Результат представлен в сравнении с выработкой ГЭС (с сайта ПАО "РусГидро") за год поквартально (Таблица 29).

Оценка произведена по 4 критериям:

Минимальный эффект от системы РУСА – это такой эффект, когда в случае рекомендации системы РУСА по изменению состояния одного агрегата суммарный эффект ГЭС (ГРАМ) становится больше, чем текущий показатель эффекта по ГЭС (ГРАМ).

Максимальный эффект от системы РУСА – это разница между текущим значением потерь и потерями, когда все ГА, включенные в ГРАМ, работают без

потерь, теоретически возможное состояние, когда система РУСА приблизится к этой величине или даже будет равна ей, возможно после нескольких итераций (нескольких шагов, рекомендуемых изменение состояния). Этот показатель также характеризует неэффективность работы всех ГА, включенных в ГРАМ. Независимо от того, существует ли такой агрегат, за счет которого можно было бы изменить состояние.

Максимальный эффект по ГЭС – идентично 2 критерию, только с учетом агрегатов на индивидуальном управлении, то есть, если все агрегаты ГЭС будут подключены к системе ГРАМ и соответственно к системе РУСА, то когда они все будут работать без потерь – это будет являться целевым состоянием всей станции. Этот показатель в сравнении с максимальным эффектом от РУСА показывает величину потерь от агрегатов на индивидуальном управлении. Также он определяет потенциал развития ГЭС за счёт обновления САУ ГА и подключения их к системе ГРАМ и РУСА.

По расходу – это мысленный эксперимент: на каждом срезе анализируется экономия расхода воды, которая помещается в виртуальную ёмкость, обеспечивающую идеальный напор для модернизированного агрегата с лучшей характеристикой, после чего вычисляется выработка энергии этим агрегатом до полного срабатывания сэкономленной воды.

Таблица 29 – Эффект от системы РУСА для ГА в ГРАМ по мощности для ГЭС на основе одноминутных данных года

| | | Эффект от РУСА для ГА в ГРАМ по мощности | | | Эффект для ГЭС (включая инд. ГА) | Ед. изм. | Выработка, млн кВт·ч 2016 (с сайта РГ) | Эффект от РУСА для ГА в ГРАМ по мощности | | | Эффект для ГЭС (включая инд. ГА) | Ед. изм. | Выработка, млн кВт·ч 2016 (с сайта РГ) | |
|------------------|------------|--|-------|-------|----------------------------------|----------------|--|--|----------|-------|----------------------------------|----------------|--|------------|
| | | период | мин. | макс. | | | | период | мин. | макс. | | | | |
| 1 полугодие 2016 | I квартал | Январь | 1,97 | 4,53 | 5,28 | млн. кВт·ч | 1 374 | Июль | 1,91 | 3,43 | 3,71 | млн. кВт·ч | 1 234 | |
| | | Февраль | 2,60 | 5,78 | 6,79 | млн. кВт·ч | | | Август | 1,47 | 2,44 | 3,12 | | млн. кВт·ч |
| | | Март | 2,68 | 5,59 | 6,21 | млн. кВт·ч | | | Сентябрь | 1,62 | 2,49 | 3,49 | | млн. кВт·ч |
| | Итого | | 0,53% | 1,16% | 1,33% | % от выработки | 0,53-1,33% | Итого | | 0,41% | 0,68% | 0,84% | % от выработки | 0,41-0,84% |
| | II квартал | Апрель | 2,48 | 5,27 | 6,62 | млн. кВт·ч | 1 654 | Октябрь | 1,63 | 2,57 | 3,92 | млн. кВт·ч | 1 250 | |
| | | Май | 1,07 | 2,77 | 4,91 | млн. кВт·ч | | | Ноябрь | 1,75 | 3,31 | 4,54 | | млн. кВт·ч |
| Июнь | | 1,89 | 4,66 | 5,81 | млн. кВт·ч | Декабрь | | | 1,72 | 3,24 | 4,47 | млн. кВт·ч | | |
| Итого | | 0,33% | 0,77% | 1,05% | % от выработки | 0,33-1,05% | Итого | | 0,41% | 0,73% | 1,03% | % от выработки | 0,41-1,03% | |
| | | | | | | | 2 полугодие 2016 | | | | | | | |
| | | | | | | | III квартал | | | | | | | |
| | | | | | | | IV квартал | | | | | | | |

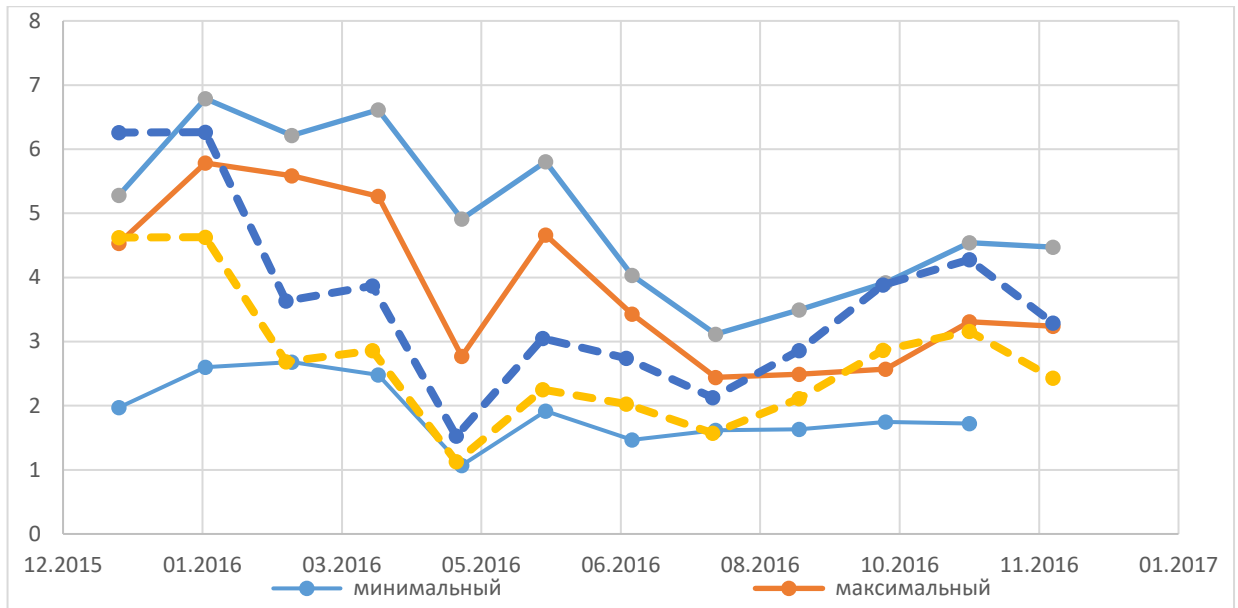


Рисунок 61 График диапазона потенциальных ГРАМ потерь по месяцам на основе одноминутных данных

Рисунок 61 отображает, что с приближением паводка (май-июнь) наблюдается тенденция на увеличение времени действия рекомендаций от системы РУСА по изменению состояния оборудования. Это означает, что в этот период гидроагрегаты работают в неоптимальных режимах.

На основе получасовых данных

Если проанализировать данные, представленные на графике иллюстрирующем длительность актуальности рекомендаций (Рисунок 45), то условно можно выделить 3 диапазона: <1 часа - на этот период приходится наивысшая плотность графиков, 1-4 часа и более 4 часов.

Произведён расчёт модели для системы РУСА на основе получасовых значений и цен РСВ для ГЭС-2. Эффект отражён в таблицах ниже (см. Таблица 30, Таблица 31).

Таблица 30 содержит четыре интервальные оценки по различному времени реакции системы РУСА на наличие положительного эффекта (одна в денежном эквиваленте, другая – в энергетическом, виде электрической энергии) от возможного изменения состава оборудования, каждая из интервальных оценок определена по методике, описанной в главе 2, на основе получасовых данных и содержит две границы:

минимальный эффект – эффект от одиночного изменения действующего состава агрегатов по рекомендации системы РУСА;

максимальный эффект – потенциальный эффект, достижимый при работе всех агрегатов, работающих с максимальным КПД.

Колонка "мгновенно" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА мгновенно (на основании получасовых данных) принимает решение.

Колонка ">30 минут" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 1 час (подряд 2 получасовых отсчёта) был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА (Рисунок 62).

Таблица 30 – Эффект в млн.р. в зависимости от задержки принятия решения системы РУСА на основе получасовых значений

| | Эффект в млн.р. от РУСА для ГА в ГРАМ, в случаях принятия решения при эффекте | | | | | | | |
|-----------------|--|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|----------------------|--------------|
| | мгновенно | | >30 минут | | >60 минут | | >240 минут | |
| | мин | макс | мин | макс | мин | макс | мин | макс |
| Январь | 2,12 | 4,89 | 1,71 | 4,11 | 1,45 | 3,55 | 0,61 | 1,48 |
| Февраль | 2,80 | 6,27 | 2,55 | 5,83 | 2,38 | 5,47 | 1,65 | 3,81 |
| Март | 2,96 | 6,23 | 2,63 | 5,69 | 2,34 | 5,16 | 1,26 | 3,04 |
| Апрель | 2,51 | 5,19 | 2,17 | 4,69 | 1,97 | 4,37 | 1,33 | 3,21 |
| Май | 1,06 | 2,61 | 0,99 | 2,46 | 0,95 | 2,36 | 0,73 | 1,86 |
| Июнь | 2,31 | 5,52 | 2,31 | 5,51 | 2,31 | 5,51 | 2,30 | 5,49 |
| Июль | 2,41 | 4,17 | 1,69 | 3,14 | 1,29 | 2,51 | 0,55 | 1,24 |
| Август | 1,89 | 3,18 | 1,00 | 1,91 | 0,62 | 1,24 | 0,07 | 0,14 |
| Сентябрь | 2,05 | 3,14 | 1,44 | 2,27 | 1,09 | 1,72 | 0,17 | 0,29 |
| Октябрь | 1,86 | 2,92 | 1,22 | 2,00 | 0,87 | 1,42 | 0,18 | 0,30 |
| Ноябрь | 1,93 | 3,71 | 1,39 | 2,86 | 1,09 | 2,30 | 0,35 | 0,82 |
| Декабрь | 1,92 | 3,63 | 1,51 | 3,01 | 1,26 | 2,56 | 0,54 | 1,12 |
| Итого, | 25,82 | 51,47 | 20,61 | 43,48 | 17,61 | 38,17 | 9,74 | 22,79 |

Колонка ">60 минут" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 1,5 часа подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА. (Рисунок 63)

Колонка ">240 минут" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 4,5 часов подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА. (Рисунок 64).

Таблица 31 – Эффект в млн. МВт-с в зависимости от задержки принятия решения системы РУСА на основе получасовых значений

| | Эффект в млн. МВт-с от РУСА для ГА в ГРАМ, в случаях принятия решения при эффекте | | | | | | | |
|-----------------|--|---------------|---------------------|---------------|---------------------|--------------|----------------------|--------------|
| | мгновенно | | >30 минут | | >60 минут | | >240 минут | |
| | мин | макс | мин | макс | мин | макс | мин | макс |
| Январь | 6,64 | 15,08 | 5,26 | 12,57 | 1,38 | 3,38 | 0,59 | 1,42 |
| Февраль | 9,36 | 20,83 | 8,42 | 19,20 | 2,38 | 5,47 | 1,65 | 3,81 |
| Март | 9,24 | 19,22 | 8,18 | 17,60 | 2,28 | 5,03 | 1,25 | 3,02 |
| Апрель | 8,94 | 18,96 | 7,74 | 17,15 | 1,97 | 4,37 | 1,33 | 3,21 |
| Май | 3,85 | 9,97 | 3,57 | 9,34 | 0,95 | 2,36 | 0,73 | 1,86 |
| Июнь | 6,80 | 16,78 | 6,79 | 16,74 | 2,31 | 5,51 | 2,30 | 5,49 |
| Июль | 6,89 | 12,34 | 4,84 | 9,41 | 1,29 | 2,51 | 0,55 | 1,24 |
| Август | 5,28 | 8,79 | 2,72 | 5,17 | 0,62 | 1,24 | 0,07 | 0,14 |
| Сентябрь | 5,82 | 8,97 | 4,04 | 6,38 | 1,09 | 1,72 | 0,17 | 0,29 |
| Октябрь | 5,88 | 9,26 | 3,79 | 6,23 | 0,87 | 1,42 | 0,18 | 0,30 |
| Ноябрь | 6,28 | 11,91 | 4,41 | 9,01 | 1,09 | 2,30 | 0,35 | 0,82 |
| Декабрь | 6,20 | 11,65 | 4,78 | 9,50 | 1,26 | 2,56 | 0,54 | 1,12 |
| Итого, | 81,18 | 163,75 | 64,54 | 138,30 | 17,48 | 37,88 | 9,71 | 22,72 |

Приведённые расчёты показывают, что внедрение системы РУСА на примере получасовых данных года обосновано: даже если принимать решение об изменении состава агрегатов при наличии положительного эффекта длительностью в 4 часа (на основе анализа 8 подряд получасовых срезов) и если исключить паводок, где

целевая функция системы РУСА должна быть изменена от увеличения КПД на увеличение расхода через ГЭС, то значение эффекта составляет более 6 млн.р.

Синий (фиолетовый) график показывает минимальный эффект от системы РУСА при однократном изменении состава агрегатов в рублях (в мегаватт-секундах).

Оранжевый (жёлтый) – определяет потенциальный эффект (достижимый математически) РУСА или ГРАМ в рублях (в мегаватт-секундах), при условии, что все агрегаты свободны от зон ограниченной работы и т.д. (идеальный случай).

Если предположить, что система РУСА принимает решение только при наличии положительного эффекта на протяжении более 30 минут (с дискретностью 30 минут, это означает 2 среза подряд с положительным эффектом, то есть задержка от 60 минут), то помесечная суммарная эффективность от внедрения системы РУСА будет иметь вид:

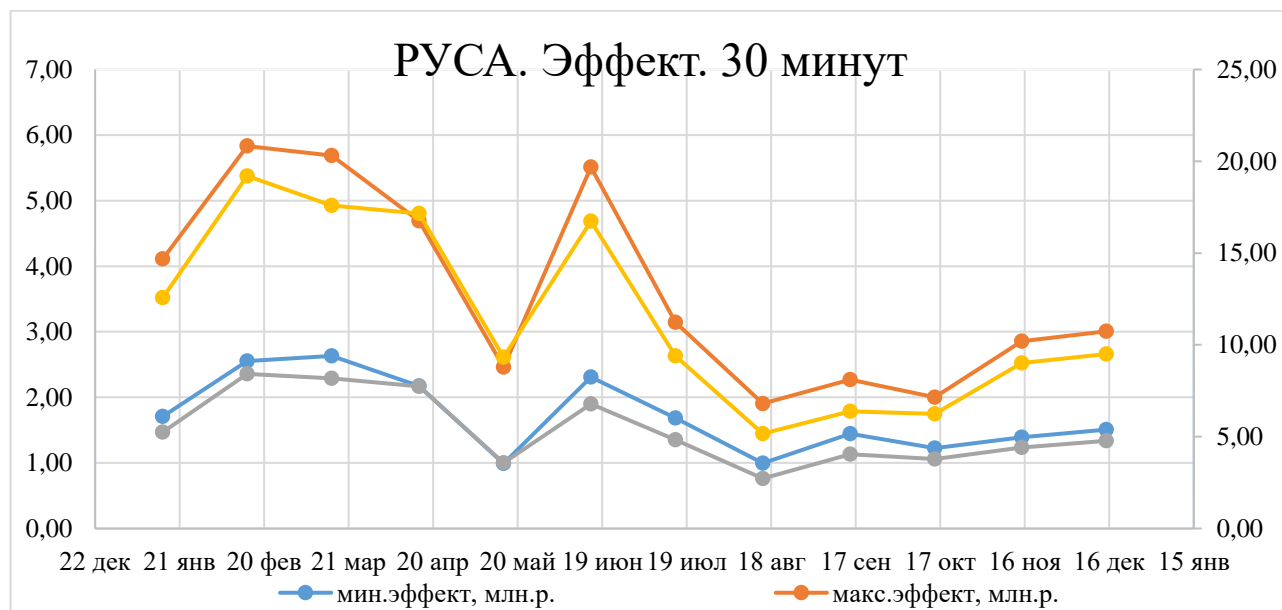


Рисунок 62 Эффект от принятия решения при наличии положительного эффекта в течение более 30 минут (час и выше)

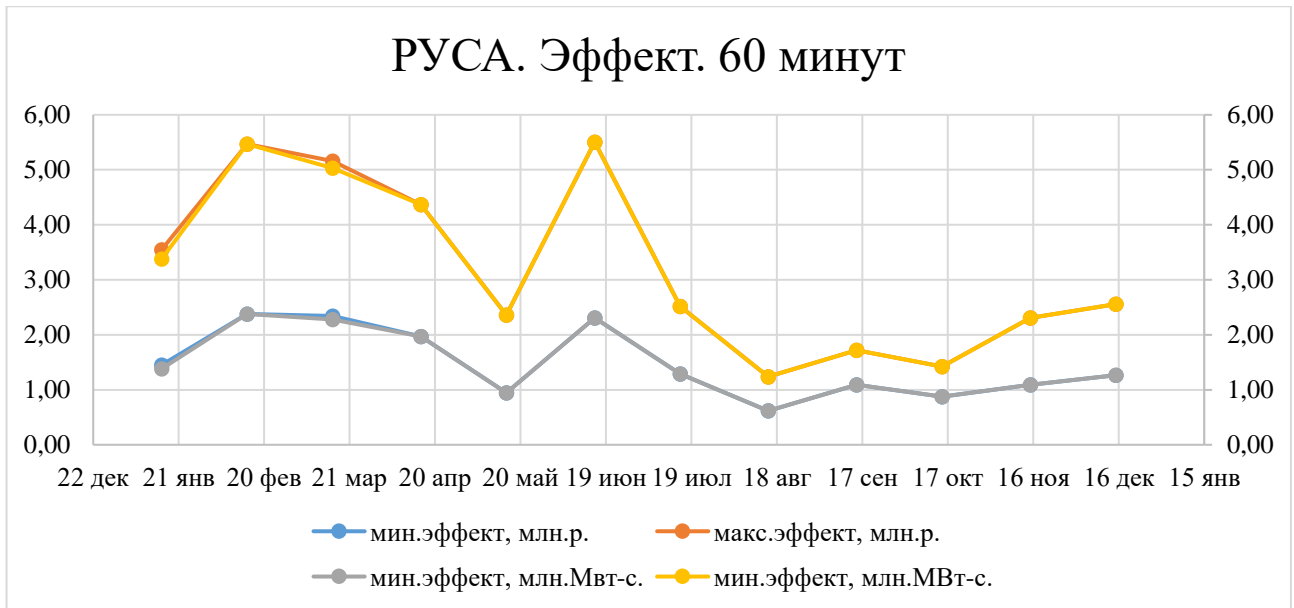


Рисунок 63 Эффект от принятия решения при наличии положительного эффекта в течение более 60 минут (полтора часа и выше)

По приведённым данным можно видеть, что, за исключением паводка, самым неэффективным отрезком работы ГЭС-2 в году можно считать период с февраля по апрель.

Также следует обратить внимание на период 27.04 – 14.05., когда станция работала эффективно и система РУСА не могла бы предложить более эффективного варианта состава агрегатов.

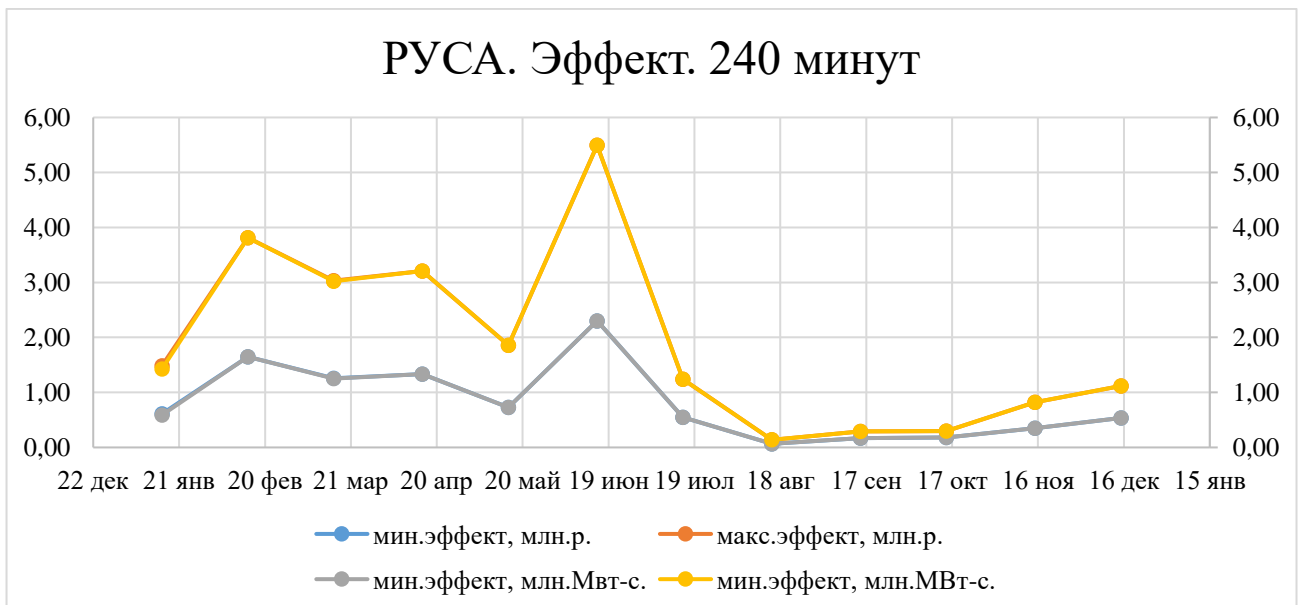


Рисунок 64 Эффект от принятия решения при наличии положительного эффекта в течение более 240 минут (4,5 часа и выше)

Поскольку за год не было зафиксировано отклонений от диспетчерского графика, а диспетчерский график составляется с учётом водного режима, то можно сказать, что ограничения по водному режиму учтены.

Параметры оптимальной длительности(задержки), после которой рекомендуется изменение состава агрегатов, так же, как и другие параметры системы РУСА, учитывающие количество пусков и остановов, наработки, и другие ограничения могут быть определены только в ходе реализации и настройки информационной системы.

Пример 20:

Если допустить, стоимость системы РУСА 10 млн.р., срок службы системы – 20 лет, затраты на дополнительные пуски-остановы агрегатов – 6 млн. р. в год, то получается ещё

$$(17,1 \text{ млн. р} - 6 \text{ млн.р}) * 20 \text{ лет} - 10 \text{ млн.р} = 212 \text{ млн р.}$$

3.4.3.4 Экономическое обоснование системы для ГЭС-3

Дополнительно был проведён анализ почасовых данных за год, эффект посчитан по советующим ценам на электроэнергию РСВ за год. Результаты представлены ниже.

Если проанализировать данные, представленные на графике иллюстрирующем длительность актуальности рекомендаций (Рисунок 47), то условно можно выделить 3 диапазона: 1-4 часа - на этот период приходится наивысшая плотность графиков, 4-12 часов и более 12 часов.

Результаты расчёта эффекта по каждому из этих периодов приведён ниже (Рисунок 65, Рисунок 66, Рисунок 67). Эффект в монетарном эквиваленте представлен на рисунках (Рисунок 68, Рисунок 69, Рисунок 70).

Синий график показывает минимальный эффект от системы РУСА при однократном изменении состава агрегатов.

Оранжевый определяет потенциальный эффект (достижимый математически), при условии, что все агрегаты свободны от зон ограниченной работы и т.д. (идеальный случай).

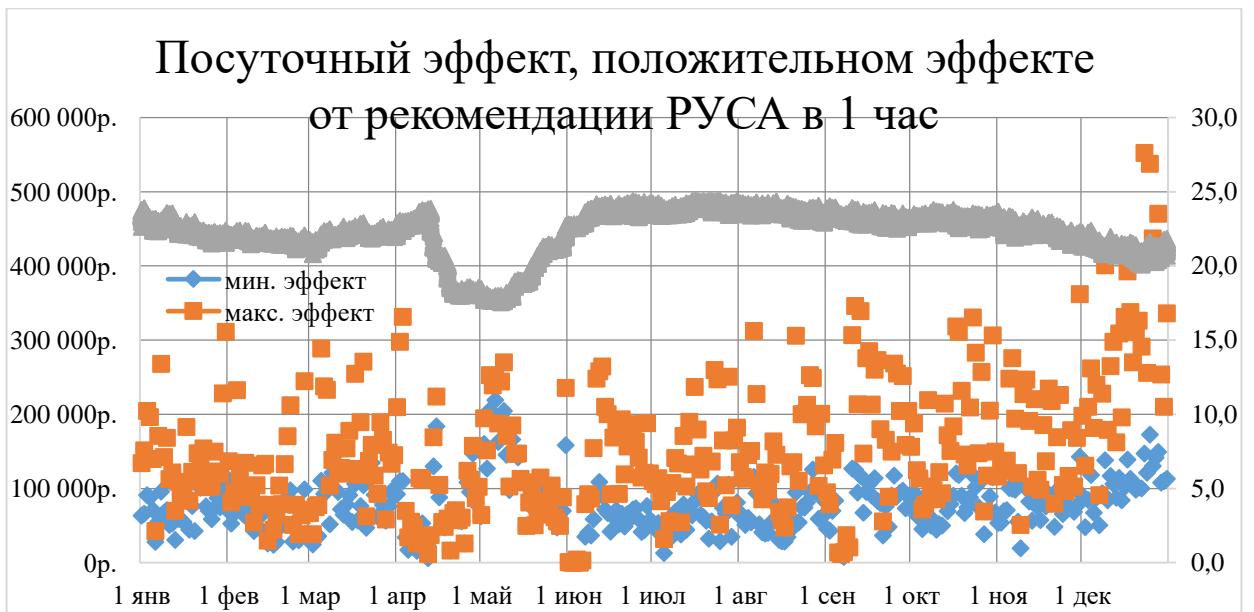


Рисунок 65 Посуточный эффект при задержке выполнения рекомендации в 1 час

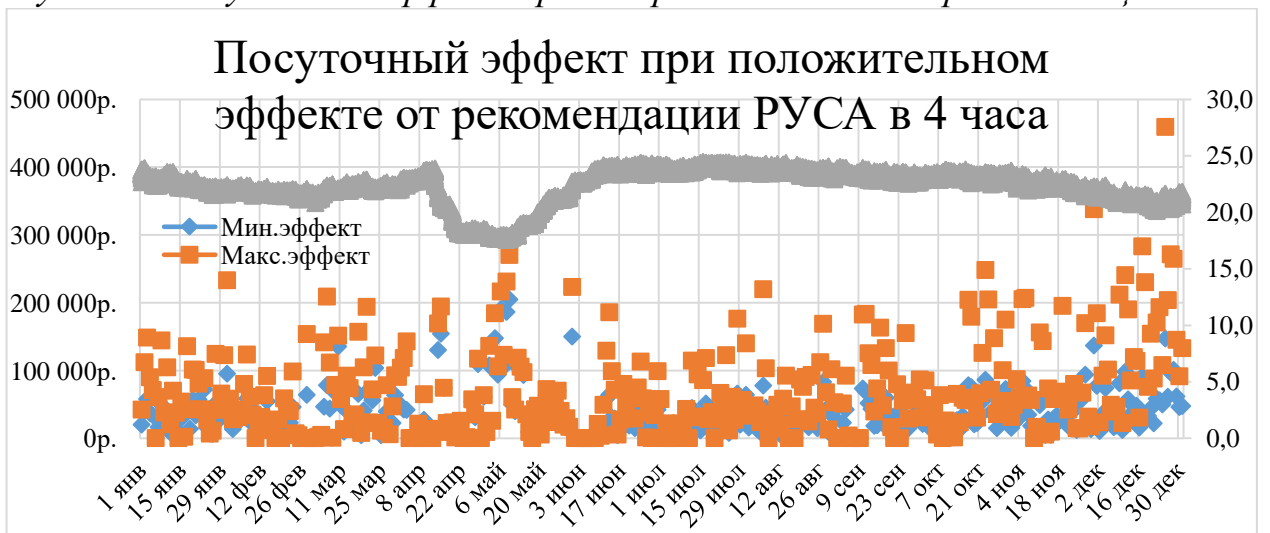


Рисунок 66 Посуточный эффект при задержке выполнения в 4 часа

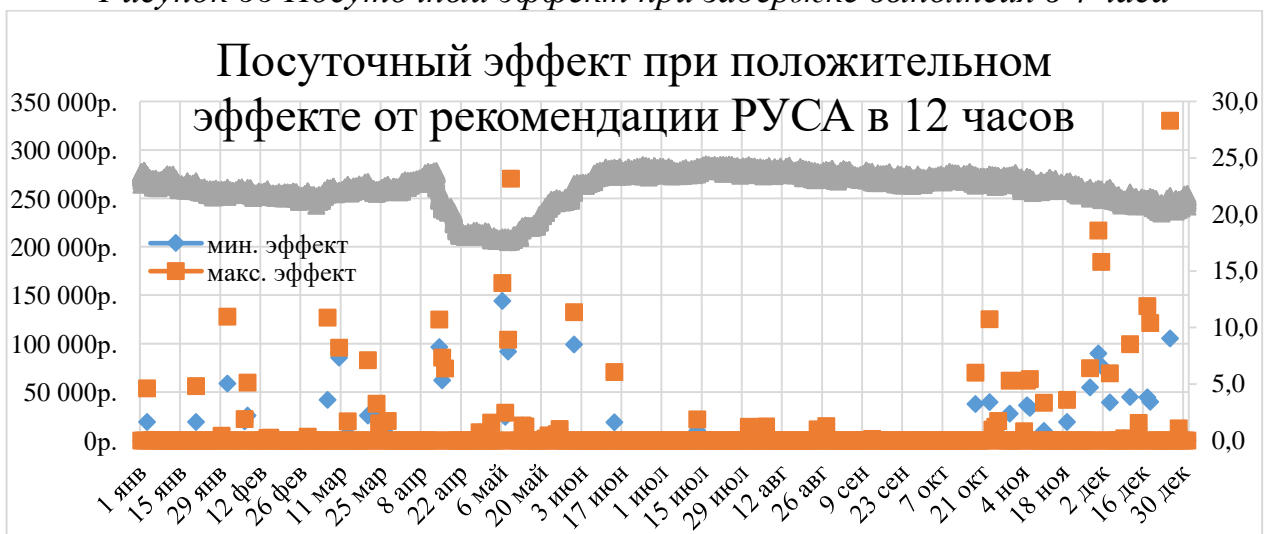


Рисунок 67 Посуточный эффект при задержке выполнения в 12 часов

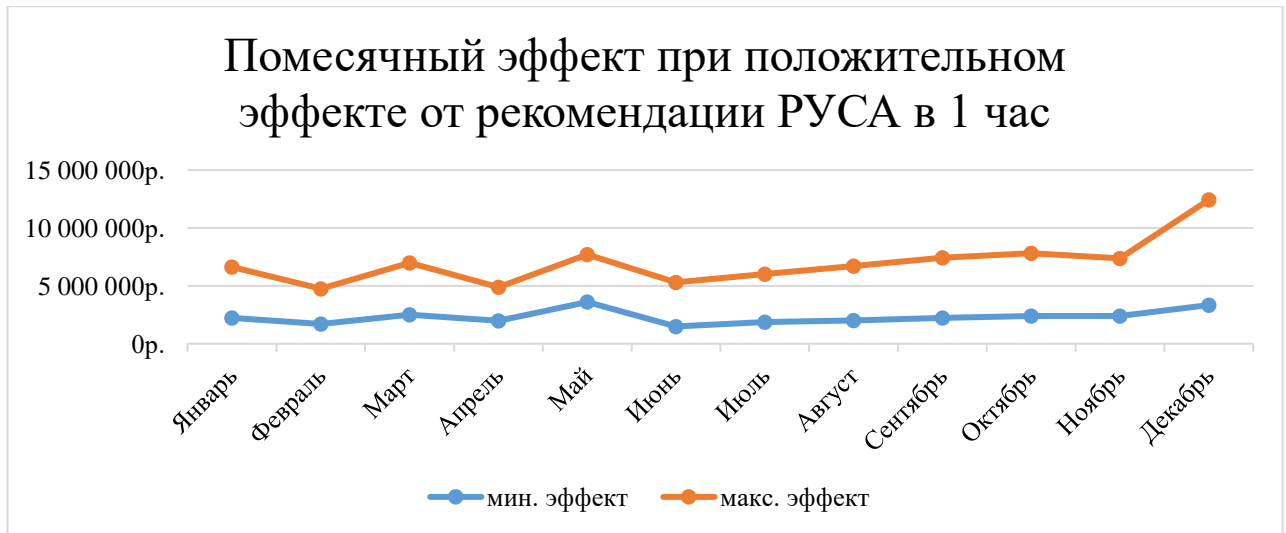


Рисунок 68 Помесячный эффект при задержке выполнения в 1 час

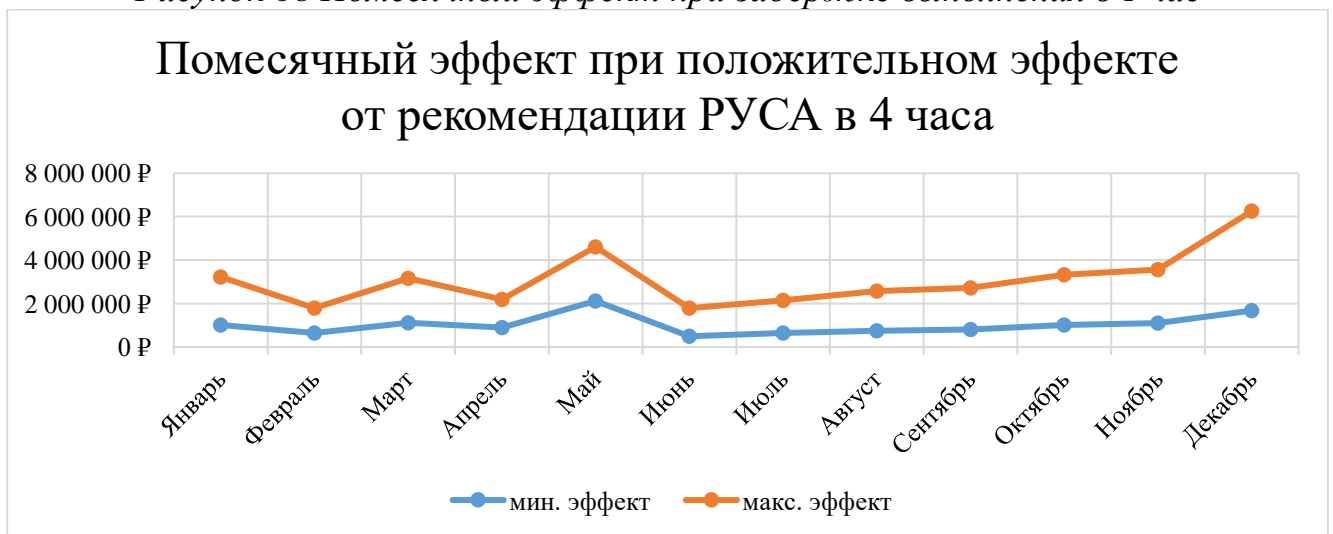


Рисунок 69 Помесячный эффект при задержке выполнения в 4 часа

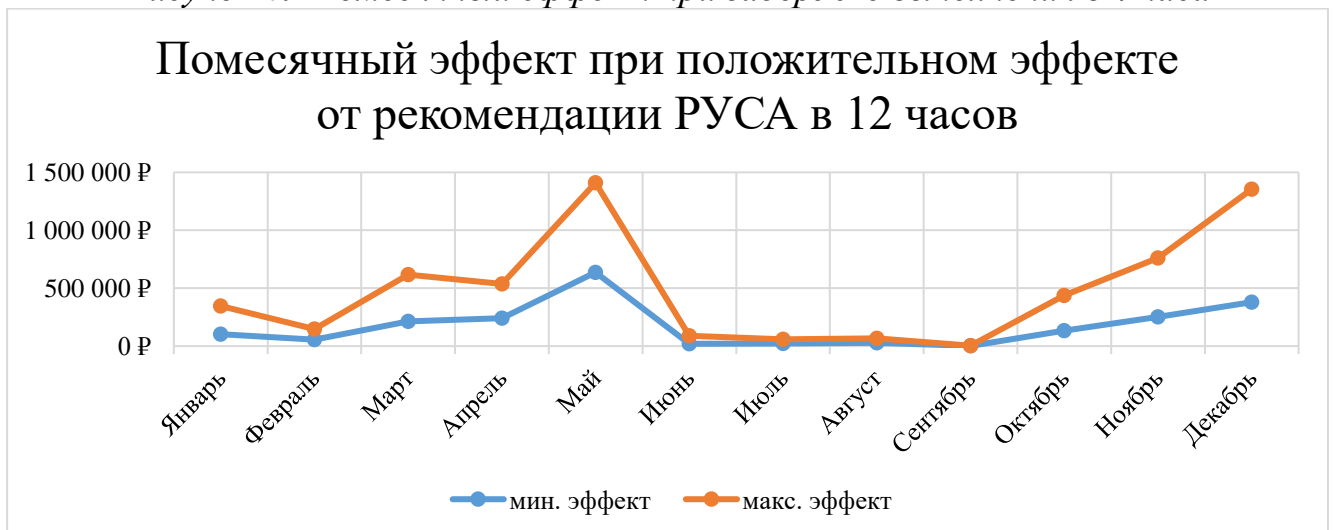


Рисунок 70 Помесячный эффект задержке выполнения в 12 часов

Таблица 32 представляет три интервальные оценки по различному времени реакции системы РУСА на наличие положительного эффекта от изменения состава

оборудования, каждая из интервальных оценок определена по методике, описанной в главе 2, на основе получасовых данных и содержит две границы:

- минимальный эффект – эффект от одиночного изменения действующего состава агрегатов по рекомендации системы РУСА;
- максимальный эффект – потенциальный эффект, достижимый при работе всех ГА с максимальным КПД.

Таблица 32 – Сводная таблица эффектов в зависимости от задержки принятия решения РУСА

| месяц | ≥1 часа | | ≥4 часов | | ≥12 часов | |
|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|
| | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект |
| Январь | 2 229 265 | 4 390 006 | 1 005 330 | 2 221 263 | 102 991 | 244 111 |
| Февраль | 1 707 544 | 3 045 343 | 640 273 | 1 155 537 | 55 217 | 91 783 |
| Март | 2 498 430 | 4 495 015 | 1 115 748 | 2 048 765 | 214 470 | 402 454 |
| Апрель | 1 975 931 | 2 915 220 | 898 709 | 1 287 190 | 241 720 | 293 637 |
| Май | 3 605 707 | 4 109 169 | 2 118 215 | 2 482 541 | 636 600 | 773 049 |
| Июнь | 1 496 920 | 3 808 599 | 492 166 | 1 293 114 | 18 945 | 70 826 |
| Июль | 1 874 765 | 4 140 800 | 643 383 | 1 502 228 | 23 188 | 36 293 |
| Август | 2 001 857 | 4 705 381 | 748 593 | 1 816 918 | 26 836 | 41 189 |
| Сентябрь | 2 225 796 | 5 217 951 | 809 960 | 1 916 335 | 1 862 | 1 862 |
| Октябрь | 2 414 010 | 5 391 366 | 1 015 311 | 2 308 552 | 133 155 | 302 991 |
| Ноябрь | 2 398 911 | 4 982 991 | 1 101 414 | 2 459 619 | 253 068 | 507 692 |
| Декабрь | 3 328 080 | 9 100 267 | 1 677 468 | 4 573 646 | 378 087 | 977 061 |
| Итого | 27 757 214 | 56 302 108 | 12 266 570 | 25 065 708 | 2 086 141 | 3 742 949 |

Колонка "≥ 1 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА мгновенно (на основании часовых данных) принимает решение (Рисунок 65).

Колонка "≥4 часов" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 4 часа был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА (Рисунок 66).

Колонка " ≥ 12 часов" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если 12 часов подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА (Рисунок 67).

На графиках можно отметить, что с приближением паводка наблюдается тенденция на увеличение времени действия рекомендаций и увеличения потенциального эффекта от системы РУСА по изменению состояния оборудования. Это означает, что в этот период гидроагрегаты работают в неоптимальных режимах. Также неэффективным является период с сентября по декабрь.

Приведённые расчёты показывают, что внедрение системы рационального управления составом агрегатов на примере получасовых данных выбранного года обосновано: если принимать решение об изменении состава агрегатов при наличии положительного эффекта длительностью в 4 часа, то минимальный эффект от дополнительной мощности, выработанной на основе рекомендаций системы РУСА (при том же напоре и том же расходе), эквивалентен 12,2 млн.р. В случаях принятия решения при задержке следования рекомендации РУСА в течение 12-х часов – минимальный эффект составляет порядка 2,1 млн.р.

Поскольку за год не было зафиксировано отклонений от диспетчерского графика (составляется с учётом водного режима), то можно сказать, что ограничения по водному режиму учтены.

Параметры оптимальной длительности, после которой рекомендуется изменение состава агрегатов, так же, как и другие параметры системы РУСА, учитывающие количество пусков и остановов, наработки, и другие ограничения, могут быть определены только в ходе реализации и настройки информационной системы.

Для сравнения приведём таблицу расчёта без учёта (см. Таблица 33) паводка с 12.04 по 5.06, когда основной критерий оптимальности системы РУСА должен

быть изменён с увеличения КПД ГА и ГЭС на увеличение расхода воды через агрегаты.

Таблица 33 – Сводная таблица эффектов в зависимости от задержки принятия решения РУСА без учёта паводка

| месяц | ≥1 часа | | ≥4 часов | | ≥12 часов | |
|---------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект |
| Январь | 2 229 265 | 4 390 006 | 1 005 330 | 2 221 263 | 102 991 | 244 111 |
| Февраль | 1 707 544 | 3 045 343 | 640 273 | 1 155 537 | 55 217 | 91 783 |
| Март | 2 498 430 | 4 495 015 | 1 115 748 | 2 048 765 | 214 470 | 402 454 |
| Апрель | 557 273 | 1 322 975 | 169 898 | 459 141 | - | - |
| Май | - | - | - | - | - | - |
| Июнь | 1 491 752 | 3 803 225 | 492 166 | 1 293 114 | 18 945 | 70 826 |
| Июль | 1 874 765 | 4 140 800 | 643 383 | 1 502 228 | 23 188 | 36 293 |
| Август | 2 001 857 | 4 705 381 | 748 593 | 1 816 918 | 26 836 | 41 189 |
| Сентябрь | 2 225 796 | 5 217 951 | 809 960 | 1 916 335 | 1 862 | 1 862 |
| Октябрь | 2 414 010 | 5 391 366 | 1 015 311 | 2 308 552 | 133 155 | 302 991 |
| Ноябрь | 2 398 911 | 4 982 991 | 1 101 414 | 2 459 619 | 253 068 | 507 692 |
| Декабрь | 3 328 080 | 9 100 267 | 1 677 468 | 4 573 646 | 378 087 | 977 061 |
| Итого | 22 727 681 | 50 595 320 | 9 419 544 | 21 755 118 | 1 207 821 | 2 676 263 |
| Разница от паводка | -5 029 533 | -5 706 788 | -2 847 026 | -3 310 590 | - 878 320 | -1 066 687 |

По приведённым данным можно видеть, что результат при исключении паводка за год, изменился следующим образом: при принятии решения при наличии положительного эффекта в течение 1 часа – порядка 5 млн. р., при принятии решения 4 часа – порядка 3 млн. р., при принятии решения в течение 12 часов – порядка 1 миллиона. Таким образом, можно оценить влияние паводка на результирующие расчёты.

Пример 21:

Если допустить, стоимость системы РУСА 10 млн.р., срок службы системы – 20 лет, затраты на дополнительные пуски-остановы агрегатов – 5 млн. р. в год, то получается ещё

$$(9,4 \text{ млн. р} - 5 \text{ млн.р}) * 20 \text{ лет} - 10 \text{ млн.р} = 78 \text{ млн р.}$$

3.4.3.5 Экономическое обоснование системы для ГЭС-4

Проведены вычисления модели над данными ГЭС-4 по всем одночасовым срезам за год.

Если проанализировать данные, представленные на графике, иллюстрирующем длительность актуальности рекомендаций (Рисунок 51), то условно можно выделить 3 диапазона: 1 часа - на этот период приходится наивысшая плотность графиков, 1-2 часа и более 2 часов.

В таблице представлены три интервальные оценки по различному времени реакции системы РУСА на наличие положительного эффекта от изменения состава оборудования, каждая из интервальных оценок определена по методике, описанной в главе 2, на основе одночасовых данных и содержит две границы:

- минимальный эффект – эффект от одиночного изменения действующего состава агрегатов по рекомендации системы РУСА;
- максимальный эффект – потенциальный эффект, достижимый при работе всех агрегатов с максимальным КПД.

Колонка " ≥ 1 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА мгновенно принимает решение (Рисунок 71).

Колонка " ≥ 2 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если два часа подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА (Рисунок 72).

Колонка " ≥ 4 часа" содержит интервальную оценку S эффекта от системы РУСА, исходя из предположения, что при наличии положительного эффекта система РУСА принимает решение только в случае, если четыре часа подряд был положительный эффект при выполнении рекомендации системы РУСА.

Таблица 34 – Помесячный эффект от системы РУСА для ГА в ГРАМ по мощности для ГЭС-4 на основе одночасовых данных за год в зависимости от принятия решения об изменении состава агрегатов с разной задержкой

| Месяц | ≥1 часа | | ≥2 часа | | ≥4 часа | |
|--------------|------------------|-------------------|---------------|---------------|-------------|--------------|
| | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект | мин. эффект | макс. эффект |
| Январь | 174 886 | 1 320 888 | 3 458 | 6 540 | - | - |
| Февраль | 10 669 | 875 334 | - | - | - | - |
| Март | 79 235 | 912 669 | - | - | - | - |
| Апрель | 302 290 | 1 045 159 | 5 062 | 5 709 | - | - |
| Май | 354 931 | 2 383 958 | 28 666 | 30 676 | - | - |
| Июнь | 452 033 | 2 193 145 | 11 835 | 13 383 | - | - |
| Июль | 234 710 | 2 759 831 | - | - | - | - |
| Август | 88 346 | 3 689 784 | - | - | - | - |
| Сентябрь | 90 755 | 3 005 511 | - | - | - | - |
| Октябрь | 113 561 | 2 686 166 | 2 860 | 2 860 | - | - |
| Ноябрь | 190 332 | 2 718 992 | 7 218 | 7 888 | - | - |
| Декабрь | 244 249 | 3 256 014 | - | - | - | - |
| Итого | 2 335 996 | 26 847 452 | 59 099 | 67 055 | - | - |

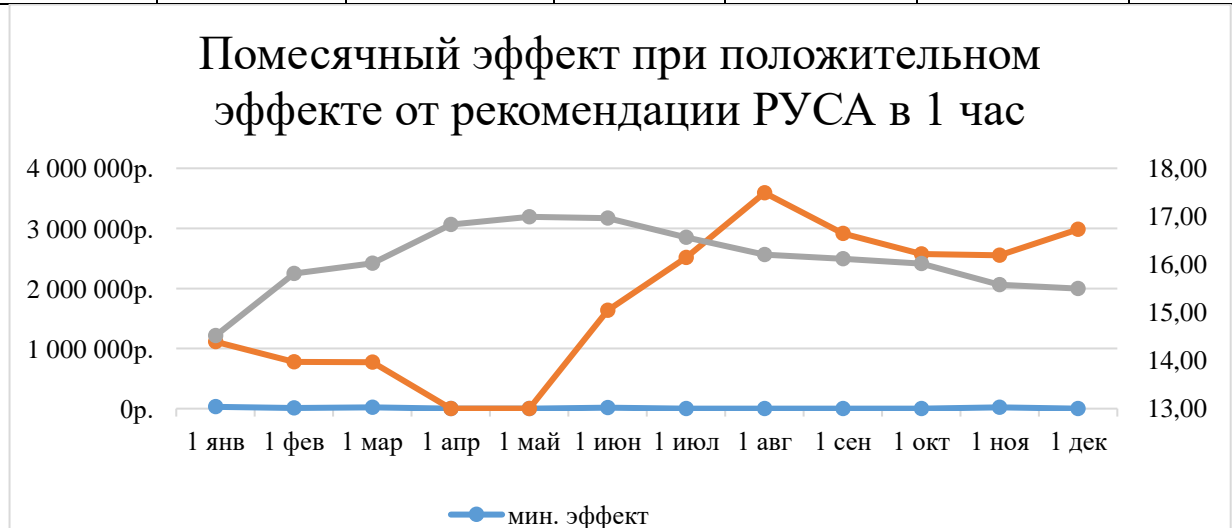


Рисунок 71 Помесячный эффект при положительном эффекте от задержки выполнения рекомендации РУСА длительностью в 1 час

Синий график показывает минимальный эффект от система РУСА при однократном изменении состава агрегатов.

Оранжевый – определяет потенциальный эффект (достижимый математически), при условии, что все агрегаты свободны от зон ограниченной работы и т.д. (идеальный случай). По графику видно, что

несмотря на неэффективный режим работы агрегатов в целом, система РУСА редко может предложить иной, более лучший состав агрегатов.

Серый график – средний напор за месяц.

Шкала слева – эффект, шкала справа – среднемесячный напор в метрах.

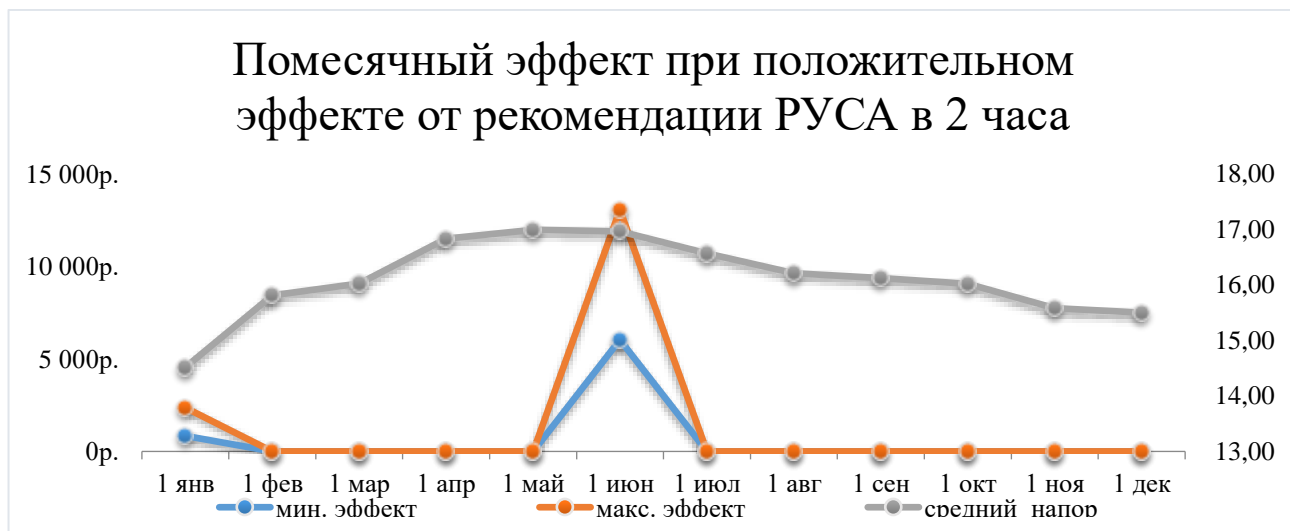


Рисунок 72 Помесячный эффект при положительном эффекте от задержки выполнения рекомендации РУСА длительностью в 2 часа

На графиках можно отметить, что с приближением паводка наблюдается тенденция на увеличение времени действия рекомендаций от системы РУСА по изменению состояния оборудования. Это означает, что в этот период гидроагрегаты работают в неоптимальных режимах.

Приведённые расчёты показывают, что внедрение системы рационального управления составом агрегатов на примере часовых данных за год обосновано: если принимать решение об изменении состава агрегатов при наличии положительного эффекта длительностью в 1 час, то эффект от дополнительной мощности, выработанной на основе рекомендаций системы РУСА при том же напоре и той же выработке, эквивалентен 2,3 млн.р, однако окупаемость такого решения будет достаточно долгой. При принятии решения при наличии положительного эффекта в течение 4-х часов, то эффект практически отсутствует. Проанализировав основные переключения, можно сделать вывод, что изменение состояния оборудования выполняется сотрудниками станции в течение 1-2 часов.

По приведённым данным можно видеть, что за исключением паводка самым неэффективным отрезком работы ГЭС-4 в году можно выделить период с июля по декабрь.

Поскольку за год не было зафиксировано отклонений от диспетчерского графика (составляется с учётом водного режима), то можно сказать, что ограничения по водному режиму учтены.

Параметры оптимальной длительности, после которой рекомендуется изменение состава агрегатов, также как и другие параметры системы РУСА, учитывающие количество пусков и остановов, наработки и другие ограничения, могут быть определены только в ходе реализации и настройки информационной системы.

Сравнивая расчёты за одинаковый период (июль), проведённые с данными разной дискретности, можно отметить, что минимальный эффект по расчёту на основе одноминутных значений показал результат 0,2 млн.кВт-с, тот же расчёт за июль на основе одночасовых значений показал достаточно близкий результат 0,216 млн. кВт-с, что подтверждает достоверность расчётов.

Пример 22:

Если допустить, стоимость системы РУСА 10 млн.р., срок службы системы – 20 лет, затраты на дополнительные пуски-остановы агрегатов – 1 млн. р. в год, то получается ещё $(2,3 \text{ млн. р} - 1 \text{ млн.р}) * 20 \text{ лет} - 10 \text{ млн.р} = 16 \text{ млн р.}$

3.5 Основные выводы и рекомендации

1. Предложен критерий эффективности ГЭС основанный на потенциальных потерях гидроагрегатов, обладающими необходимыми свойствами: аддитивностью, целеустремленностью, непредвзятостью.
2. Предложен алгоритм моделирования системы группового регулирования активной мощностью.
3. Проведено исследование и предложены 3 новые функции распределения мощности в системе ГРАМ, обладающие значительными преимуществами перед традиционным алгоритмом равенства мощностей всех агрегатов.

Наиболее перспективными из них являются доленое равенство диапазонов регулирования и доленое равенство отклонений от максимального КПД. Проведена апробация метода отклонений от максимального КПД на основе реальных данных ГЭС, показавшая значительное превосходство предложенного метода перед традиционным на 18-43%.

4. Предложен метод построения систем рационального управления составом агрегатов, основанный на использовании алгоритмов системы группового регулирования активной мощностью ГЭС ввиду предсказуемости поведения задания мощности агрегатов в группе.
5. Предложен метод планирования момента изменения состава агрегатов, позволяющий снизить нагрузку на регулирующие органы гидроагрегата, обеспечить выработку заданной энергии в рассматриваемом периоде, обеспечить равенство мощности ГЭС заданию плановой мощности СО и повысить эффективность ГЭС.
6. Предложен алгоритм моделирования системы РУСА по критерию повышения эффективности ГЭС, оценено размерность времени реакции системы РУСА на изменение входных данных, проведена апробация модели на данных 4х ГЭС различного типа, показано влияние длительности актуальности (и соответственно задержки принятия решения) рекомендации РУСА по изменению состава на эффект: чем больше задержка, тем меньшее количество изменений составов агрегатов, также уменьшится и результирующий эффект от системы РУСА.
7. Результаты апробации продемонстрировали полную состоятельность и работоспособность моделей и методов, кроме того показано для всех ГЭС особым периодом является паводок, когда агрегаты работают не на повышение КПД, а на увеличение стока воды через турбины, это обстоятельство должно быть учтено в системе РУСА.
8. Рассмотрены многокритериальные подходы к решению задачи РУСА как с выражением предпочтений, так и без них, предложен алгоритм

многокритериального принятия решения РУСА на основе критериев выражения предпочтений.

9. Предложен метод экономического обоснования системы РУСА. Проведённые вычисления показали наличие положительного эффекта от системы РУСА по критерию увеличения КПД ГЭС для всех четырёх ГЭС.
10. Зависимость эффекта от задержки или длительности принятия решения об изменении состава агрегатов для всех ГЭС имеет следующий вид.

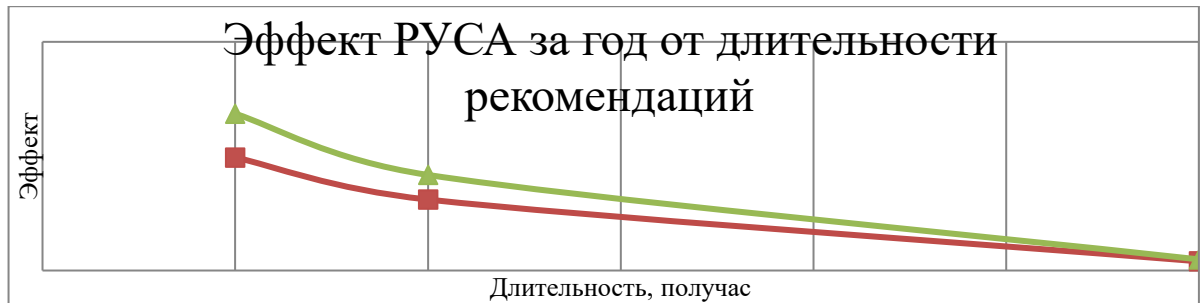


Рисунок 73 Эффект от РУСА при различной длительности рекомендаций

11. Определение точного экономического эффекта на данном этапе невозможно, поскольку нельзя точно оценить размер затрат на изменение числа пусков-остановов (переходов через зоны) после применения системы РУСА.
12. Кроме экономического эффекта от работы всех агрегатов на максимальном КПД, система РУСА будет также производить ротацию основного оборудования, учитывать состояние и тенденции параметров гидроагрегатов (температуры, вибрации), эффект от этого в настоящий момент сложно оценить.
13. Далее модель системы можно дополнять трудно формализуемыми на данном этапе знаниями оперативного персонала, службы ведения водных режимов и других экспертов, что позволит системе со временем, постепенно развиваться в автооператор – систему, способную автоматически управлять режимами ГЭС.
14. Предложенные алгоритмы достаточно легко автоматизируются и могут послужить основой создания автоматизированной системой рационального управления составом агрегатов ГЭС. Предлагаемые решения представляются очень перспективными для развития гидроэнергетики.

4 Автоматизированная система РУСА

Решения для всех исследованных ГЭС в части организации системы РУСА идентичны, поэтому описывается общий подход.

4.1 *Общее описание системы*

4.1.1 Цели и задачи системы

Система РУСА предназначена для управление составом работающих гидроагрегатов в соответствии с заданными значениями нагрузки (для ГЭС) и резервов по активной и реактивной мощности, обеспечивающим при заданных технологических ограничениях (с учётом диапазона первичного/вторичного/третичного регулирования) наибольшую экономичность работы ГЭС исходя из максимального КПД по станции для фактического состава работающих ГА в заданном интервале времени. [156]

4.1.2 Функции создаваемой системы

Алгоритмы выбора состава работающих агрегатов обеспечивают:

- определение, с учётом режимных заданий системы группового регулирования активной мощности, стационарных номеров гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме, и значений их нагрузок;
- определение эффекта (потенциальных потерь энергии) по каждому ГА (параграф 2.4) и по ГЭС в целом (параграф 3.1), в том числе и для ГА на индивидуальном управлении;
- определение эффекта (потенциальных потерь энергии) по каждому ГА и по ГЭС в целом в случае изменения состояния (включения, отключения, перевода через зону ограниченной работы) ГА, подключенных к системе РУСА и ГРАРМ (параграф 3.1);
- расчёт эффекта на период последующих суток по плану-графику задания активной мощности (глава 3);
- формирование и выдачу рекомендаций оперативному персоналу по изменению режимов работы оборудования при расхождениях между

фактическим и оптимальным составами оборудования в настоящий и прогнозируемые моменты времени с учетом следующих критериев:

1. эффекта (потенциальных потерь энергии, КПД, расхода) ГЭС;
 2. диапазонов регулирования активной и реактивной (опционально) мощности;
 3. наработок ГА с начала года в генераторном режиме;
 4. числа пусков-остановов и переходов через зоны ограниченной работы ГА с начала года;
 5. числа предупредительных сообщений на ГА в настоящий момент времени;
- возможность ввода персоналом технологических и оперативных ограничений на режимы работы оборудования;
 - возможность корректирования весовых коэффициентов критериев, их участие в результирующем критерии выбора. Основным критерий выбора – повышение КПД станции по действующему составу оборудования, однако при получении идентичных с точки зрения критерия оптимальности, система выбирает вариант, наиболее предпочтительного с точки зрения равномерной интенсивности загрузки и снижения ресурса оборудования, в том числе с учётом количества пусков-остановов;
 - учёт ремонтного и аварийного состояния гидроагрегатов: в случае наличия аварийной сигнализации или ремонта на ГА, снимается виртуальный ключ участия ГА в системе РУСА;
 - учёт гидроагрегатов, находящихся в противоаварийном управлении;
 - формирование и передачу матрицы режимов работы гидроагрегатов в систему ГРАМ/ГРАРМ;
 - контроль за исполнением команд на изменение состава и режимов работающего оборудования с формированием сигнализации персоналу по фактам невыполнения команд системой ГРАМ/ГРАРМ;
 - полную блокировку действия системы РУСА по командам оперативного персонала или по сигналам от внешних устройств;

- ручное восстановление функционирования системы РУСА после блокировки;
- моделирование основных параметров ГА (подключение к ГРАМ, к системе РУСА, активной мощности, включение\отключение и других параметров ГА, описанных в разделе 2.5) с выдачей информации о степени экономичности моделируемого состава оборудования по сравнению с оптимальным.

Для выполнения заданных функций, алгоритмы системы РУСА путём расчёта или получения из технологической базы данных АСУТП должны использовать следующие параметры:

- коэффициенты полезного действия гидроагрегатов;
- энергетические характеристики гидроагрегатов и существующие постоянные или временные технологические ограничения на работу в различных режимах;
- данные счётчиков машино-часов наработки гидроагрегатов в стационарном и нестационарном режимах*;
- учёт часов работы гидроагрегатов в зонах ограничения по времени*;
- учёт количества переходов через зоны ограниченной работы*;
- количество пуско-остановов за заданный интервал времени;
- фактическое состояние каждой из управляемых единиц оборудования (аварийные/предупредительные сигналы, состояния в работе/ремонте**/резерве, наличие технологических ограничений);
- значения напора и расходов воды через гидроагрегаты;
- суточный плановый график нагрузки ГЭС;
- суммарный резерв ГЭС на загрузку/разгрузку по активной мощности;
- задание внеплановой мощности (опционально);
- диаграммы допустимых режимов гидрогенераторов (P/Q диаграммы - опционально).

* - при наличии счётчиков на гидроагрегатах путём опроса, при отсутствии счётчиков - путём расчёта, исходя из эксплуатационных характеристик гидротурбин;

** - вынужденный простой приравнивается к состоянию "в ремонте".

4.1.3 Место системы РУСА в АСУТП ГЭС

В настоящее время получила распространение структурная схема АСУТП (Рисунок 74), предполагающая несколько уровней: полевой, включающий датчики и исполнительные механизмы; управляющий, основанный, главным образом, на программируемых логических контроллерах (ПЛК САУ ГА и ГРАМ); и уровень диспетчеризации (визуализации и архивации - SCADA-систем). При этом на управляющий уровень ПЛК систем группового регулирования активной и реактивной мощности и систем автоматического управления гидроагрегатами возложены следующие функции: собственно управление процессом (управляющие алгоритмы, функции, контроль времени, регулирование), контроль достоверности задания оператора (от SCADA-системы), контроль достоверности поступающих от объекта параметров и т.д. Опираясь на собственный опыт, можно отметить, что в современных системах управления на выполнение основных функций контроллера может уходить 70-95% ресурсов (объёма данных, процессорного времени и т.д.). Кроме того, объём вычислений обозначенных выше достаточно высок для контроллера, в этой связи задачи по рациональному управлению составом оборудования предлагается переложить на отдельную модель, которая содержит необходимую базу знаний об объекте (идентичную той, на основе которой принимает решение ГРАМ). Рисунок 74 представляет типовую схему АСУТП, на которой штрих-пунктир показывает новые элементы и потоки данных, связанные с выделением системы рационального управления составом агрегатов.

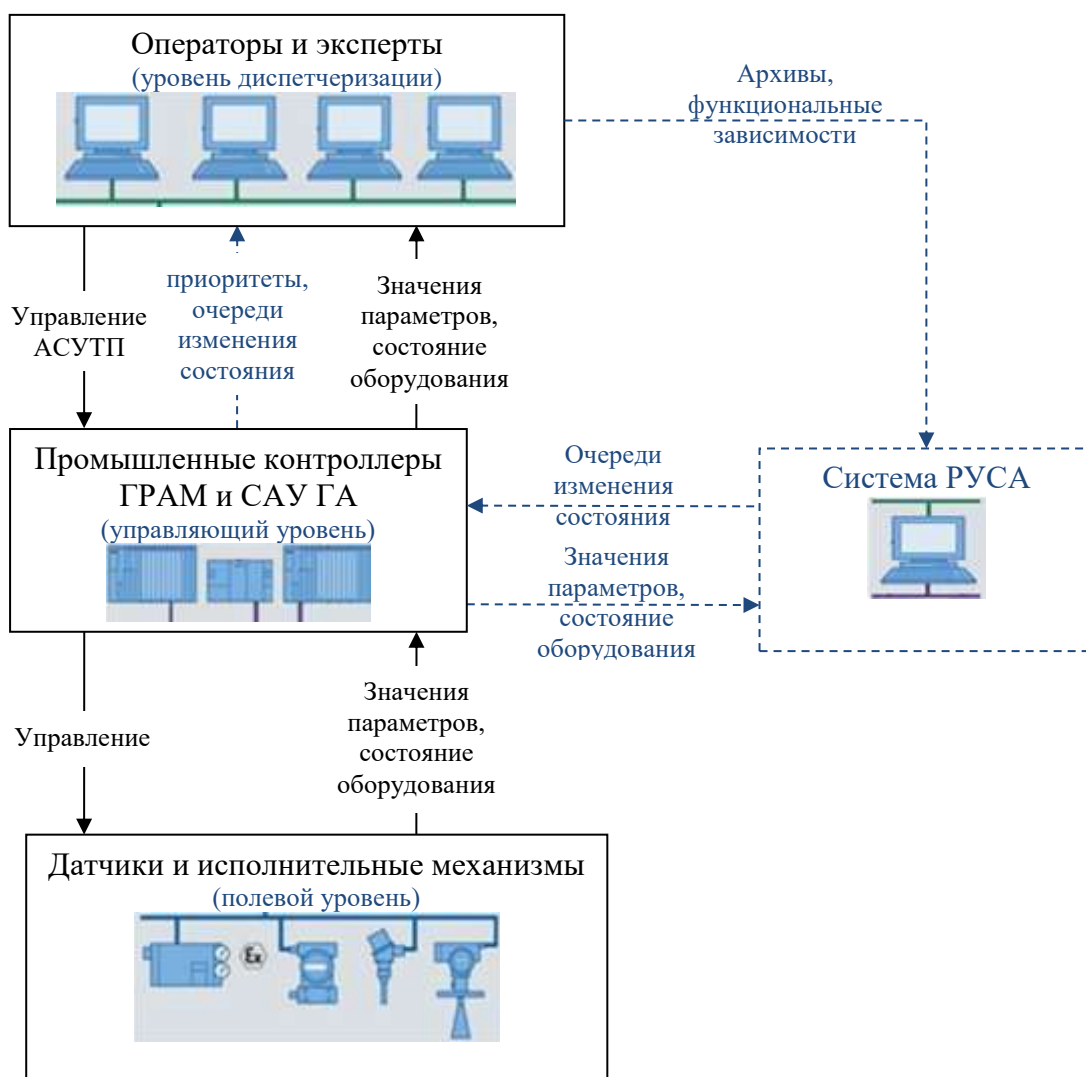


Рисунок 74 Структурная схема АСУТП с системой РУСА
Система РУСА должна:

1. работать в непрерывном режиме;
2. осуществлять сбор информации о текущих значениях основных параметров системы управления, при этом оказывая минимальное влияние на быстродействие системы управления;
3. функционировать в едином времени с системой управления: проверять полученные данные по критериям достоверности и осуществлять обмен данными с системой управления не медленнее периода обработки данных системы управления, то есть синхронно;
4. осуществлять поддержку управленческих решений: выдавать системе управления признаки достоверности значений параметров в зависимости от ситуации, а также при неисправности, недостоверности

- значений параметра должна передавать системе управления приближённые (имитированные, модельные) значения;
5. быть масштабируемой (с возможностью добавления параметров);
 6. быть интегрируемой, то есть в разрабатываемой системе должны быть предусмотрены открытые интерфейсы для взаимодействия со сторонними системами;
 7. обладать простым и наглядным интерфейсом, который позволил бы оператору (эксперту) при необходимости изменить (добавить, удалить, изменить) правила формирования признаков достоверности без участия разработчика.

Из перечисленных ключевым является требование синхронного исполнения с системой управления ГРАМ (пункт 3).

4.1.4 Алгоритм системы РУСА

Система РУСА предусматривает два режима работы: информационный - "советчик" для выдачи рекомендаций оперативному персоналу гидроэлектростанции по оптимальному составу оборудования ГЭС, и управляющий, при котором рекомендации системы РУСА доводятся до ГРАРМ (ГРАМ + ГРНРМ). Выбор режима работы системы (информационный или управляющий) выполняется на аппаратном уровне системы ГРАРМ (ГРАМ + ГРНРМ), на пульте начальника смены станции или на экранах оперативного персонала размещается ключ управления режима системой РУСА (переключатель или кнопка).

В системе ГРАРМ (ГРАМ + ГРНРМ) реализуется опция автоматизированного следования рекомендациям системы РУСА, в котором исполнение команд по изменению состава и режимов работы оборудования производится после получения подтверждения от оперативного персонала.

Система РУСА работает в замкнутом бесконечном цикле, состоящем из:

- сбора входной информации;

- контроля за исполнением предыдущих рекомендаций с формированием сообщений;
- моделирования (замещения) параметров ГА, заданных оператором системы;
- расчета критериальных показателей ГЭС и последовательностей по включению, отключению, переходу через зоны ограниченной работы в зависимости от текущего задания ГРАМ и ГРНРМ с учетом функций и ограничений, описанных выше;
- расчета критериальных показателей ГЭС и рекомендации с учетом модельных (имитированных) значений ГА, заданных оператором;
- расчета прогнозных критериальных показателей по заданному план-графику (исходя из предположения, что задание ЗВМ не изменяется);
- формирование рекомендаций на включение, отключение, переход через зоны ограниченной работы в зависимости проведенных расчетов;
- наглядная визуализация всех принятых решений, так чтобы оператор мог объяснить выданную рекомендацию;
- протоколирование всех данных и рекомендаций в исторической базе данных в виде сообщений;
- архивация параметров;
- формирование управляющих воздействий в систему ГРАРМ (ГРАМ + ГРНРМ).

4.1.5 Структура системы и описание реализации системы

РУСА

Ввод системы осуществляется в два этапа: установка информационной системы и установка управляющей системы.

Система РУСА информационная предусматривает только режим подсказки, совета для выдачи рекомендаций оперативному персоналу гидроэлектростанции по оптимальному составу оборудования ГЭС. Функции управления реализуются на втором этапе внедрения системы РУСА.

Отображение текущих значений распределения нагрузки между ГА фактического состава и рациональный состав, с рекомендованным для него распределением нагрузки, отображения КПД ГЭС или индивидуальные значения КПД и расходов воды для каждого ГА, а также других измеренных и/или расчётных значений, а также конфигурирование параметров ГЭС, осуществляется с АРМ системы РУСА.

Таким образом, единственную функцию, которую не выполняет система РУСА информационная – это формирование управляющих воздействий в систему ГРАРМ (ГРАМ + ГРНРМ).

Структура системы РУСА с информационными функциями представлена на рисунке.

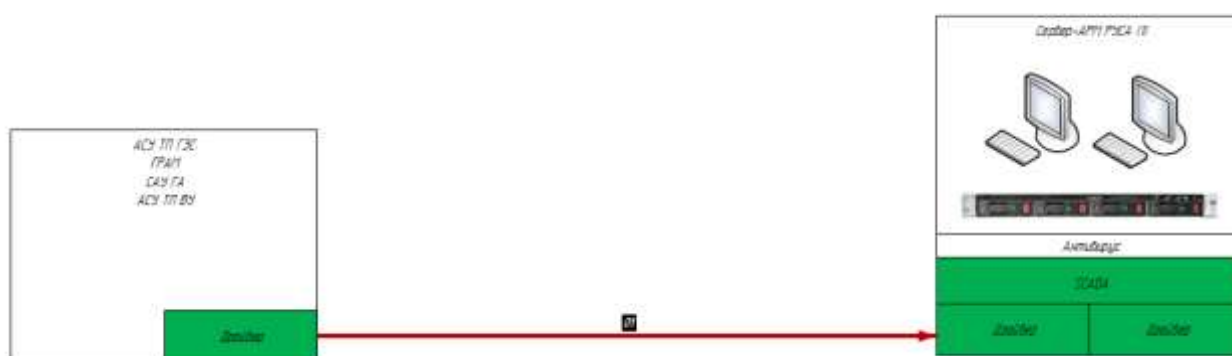


Рисунок 75 Структурная схема системы РУСА информационная

Выполнение всех обозначенных функций осуществляется на основе программного обеспечения SCADA-системы АСОКУ, разработанной ООО НВФ "Сенсоры, модули, системы". Расчётные функции выполняются отдельными модулями и позволяют осуществлять тонкую настройку всего процесса моделирования и расчёта. Также на первом этапе осуществляется настройка драйвера протокола IEC60870-5-104 для последующей передачи параметров в систему ГРАМ.

На втором этапе устанавливается дополнительный сервер для резервирования сбора информации и управляющих функций и дополнительный АРМ, который полностью перенимает из существующей системы функции по отображению параметров техпроцесса. Мониторы системы РУСА переключаются к АРМ. На серверах системы РУСА система расширяется до резервированной системы

АСОКУ и к ней подключается один клиент (пользовательский интерфейс), устанавливаемый на АРМ.

На серверах инициализируется драйвер IEC60870-5-104 для обмена с ПЛК ПТК системы ГРАРМ и устанавливается web-сервер, способный предоставлять полную функциональность системы РУСА для корпоративного пользователя (визуализация, мониторинг, моделирование). Возможности управления с корпоративных АРМ будут отключены. В сетевой инфраструктуре АСУТП ВУ настраивается возможность удаленного доступа с корпоративных АРМ к серверам системы РУСА по протоколу http\https.

Изменения в системе ГРАРМ:

- установка двух дополнительных коммуникационных модулей ПТК с протоколом IEC60870-5-104, подключение их к сети АСУТП ВУ;
- установка ключа выбора режима работы системы РУСА на диспетчерском столе ЦПУ;
- реализация функций управления пуском и остановом ГА по командам системы РУСА;
- реализация функции автоматического и автоматизированного следования рекомендациям системы РУСА после получения подтверждения оперативного персонала;
- отображение рекомендаций системы РУСА со значением эффекта на АРМ ГРАРМ в системе АСУТП ВУ;
- настройка информационного обмена с системой РУСА.

Схема управляющей системы РУСА представлена на рисунке

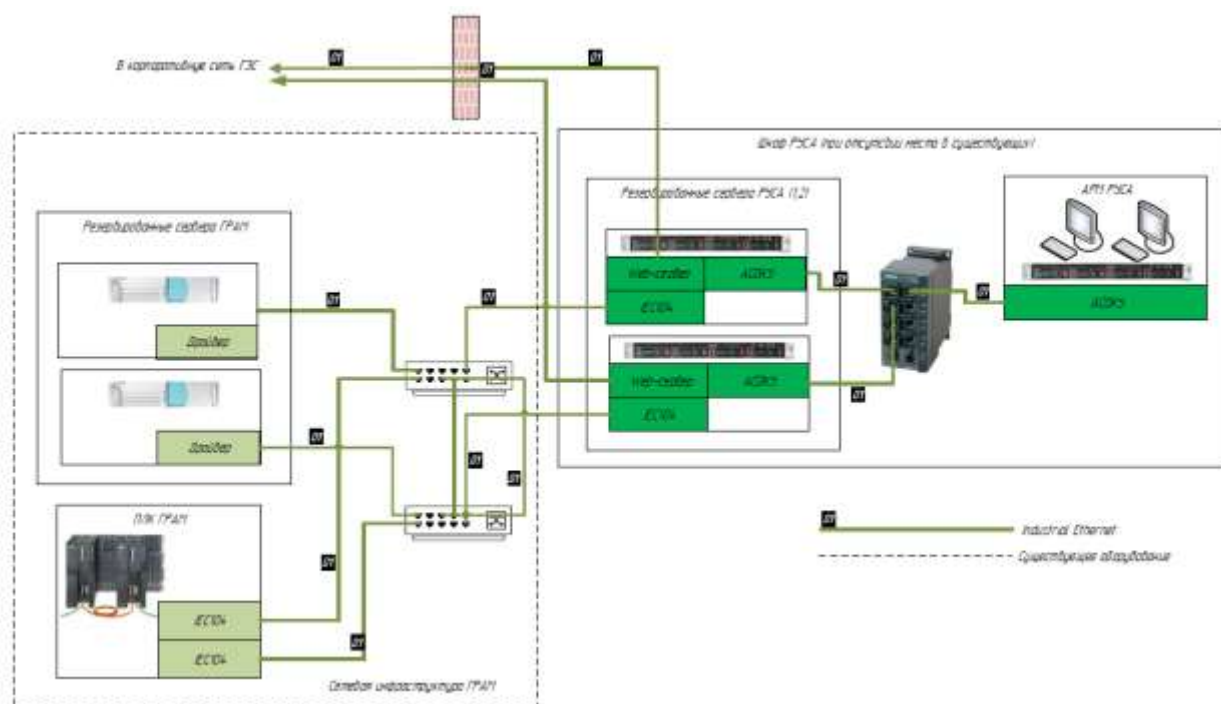


Рисунок 76 Схема управляющей системы РУСА

4.1.6 Список параметров системы РУСА

Для реализации основных функций системы РУСА необходимо обеспечить информационный обмен по следующим основным параметрам.

4.1.6.1 Перечень параметров от ГА для системы РУСА:

- активная мощность;
- напор;
- режим работы ГА: в сети/генераторный или иной;
- признак ремонта;
- число или признак действующих предупредительных сигналов;
- число или признак наличия действующих аварийных сигналов;
- наработка с начала года в режиме генерации;
- число пусков-остановов с начала года;
- число переходов через зоны ограниченной работы с начала года (или за другой период, определённый в ходе эксплуатации);
- наработки в зонах ограниченной (нерекомендованной/запрещенной) работы с начала года для проверки и калибровки модели (опционально);
- нижняя граница диапазона мощности;

- верхняя граница диапазона мощности;
- КПД турбины;
- КПД генератора;
- расход.

4.1.6.2 Перечень параметров от ГРАМ для системы РУСА:

- план график на сутки (необходимое для прогноза количество точек): время и задание мощности;
- задание ГРАМ;
- групповой режим регулирования (индивидуальный = 0) по каждому ГА;
- верхнее ограничение по регулировочному диапазону (опционально);
- нижнее ограничение по регулировочному диапазону (опционально);
- ключ режима системы РУСА (информационный=0, управляющий=1);
- блокировка управления системы РУСА (заблокировать = 1), для проверки и калибровки модели (опционально);
- нижняя граница диапазона мощности ГЭС;
- верхняя граница диапазона мощности ГЭС;
- плановое задание ГРАМ.

4.1.6.3 Перечень параметров от ГРНРМ для системы РУСА (опционально):

- план график на сутки (необходимое для прогноза количество точек): время и задание мощности;
- задание ГРНРМ;
- групповой режим регулирования (индивидуальный = 0) по каждому ГА;
- верхнее ограничение по регулировочному диапазону (опционально);
- нижнее ограничение по регулировочному диапазону (опционально).

4.1.6.4 Перечень параметров от системы РУСА к ГРАМ:

- рекомендация на текущий момент времени:

1. последовательность ГА включение – двумерный массив (номер ГА, эффект);
 2. последовательность ГА отключение – двумерный массив (номер ГА, эффект);
 3. опционально последовательность ГА перевод через зону нерекомендованной/запрещенной работы – двумерный массив (номер ГА, эффект);
- рекомендация на прогнозируемый момент времени:
1. последовательность ГА включение – двумерный массив (номер ГА, эффект);
 2. последовательность ГА отключение – двумерный массив (номер ГА, эффект);
 3. опционально последовательность ГА перевод через зону ограниченной (нерекомендованной/запрещённой) работы – двумерный массив (номер ГА, эффект).

4.1.6.5 Перечень конфигурируемых параметров системы

РУСА:

- по ГА:
1. эксплуатационная характеристика;
 2. расходная характеристика;
 3. характеристика генератора (КПД и полная мощность);
 4. описание зон нерекомендованной работы;
 5. описание зон запрещённой работы;
 6. признак моделирования ГА;
 7. в режиме модели подмена параметров согласно (перечень параметров от ГА для системы РУСА);
- по ГРАМ:
1. признак моделирования ГРАМ;

2. в режиме модели подмена параметров согласно (перечень параметров от ГРАМ для системы РУСА);
- по системе РУСА:
1. виртуальная кнопка снятия блокировки системы РУСА;
 2. виртуальная кнопка участия ГА в системе РУСА (по каждому ГА);
 3. признак учёта наработки для всех ГА;
 4. весовой коэффициент учёта наработки для всех ГА;
 5. признак учёта числа пусков и остановов;
 6. весовой коэффициент учёта числа пусков и остановов;
 7. признак учёта предупреждений на ГА;
 8. весовой коэффициент учёта предупреждений на ГА;
 9. признак учёта Расхода\КПД;
 10. весовой коэффициент учёта Расхода\КПД;
 11. признак учёта диапазона активной мощности;
 12. весовой коэффициент учёта диапазона активной мощности;
 13. признак учёта диапазона реактивной мощности (опционально);
 14. весовой коэффициент учёта диапазона реактивной мощности.

Для отображения текущих значений распределения нагрузки между ГА фактического состава и рациональный состав с рекомендованным для него распределением нагрузки, отображения КПД ГЭС или индивидуальные значения КПД и расходов воды для каждого ГА, а также других измеренных и/или расчётных значений, а также для конфигурирования параметров ГЭС и модели необходима модернизация существующих экранов АРМ ГРАМ/ГРНРМ или установка отдельного независимого АРМ системы РУСА.

4.1.7 Функциональные ограничения системы

Описанный функционал требует значительных вычислительных ресурсов – каждый расчёт рекомендации на включение, отключение или на изменение зоны работы – это выполнение алгоритма распределения мощности ГРАМ столько раз, сколько агрегатов подключено к системе РУСА (см. параграф 3.4.1.3), с учётом

того, что необходимо вычислить эффект также при модельных значениях, а также по заданным прогнозируемым точкам. Даже с учётом того, что на рекомендацию изменения состава действующего оборудования будет оказывать влияние 1-3 прогнозных точки из 24 (или 48), то это означает, что алгоритм распределения мощности, а также расчёта всех коэффициентов должен будет выполняться $k \cdot N \cdot (p + 2)$ раз, где k – количество очередей (пуск, отключение, переход), N – количество агрегатов, подключенных к системе РУСА, p – количество прогнозных точек, +2 поскольку необходимо вычислить значения в текущий момент времени и для моделируемых параметров.

Очевидно, что реализация такого функционала возможна на существующем оборудовании ГРАРМ (ГРАМ +ГРНРМ) только в условиях, когда есть существенный запас по вычислительным ресурсам.

Принимая во внимание тот факт, что не требуется частая смена оборудования, а также инертность возможной смены оборудования, измеряемая минутами, а также то, что цикл расчёта рекомендаций может быть довольно большим (несколько секунд...несколько десятков секунд), можно сделать вывод о целесообразности размещения функций системы РУСА на уровне SCADA-систем АСУТП ВУ (а не в ПЛК).

Кроме того, при размещении функций системы РУСА на уровне SCADA-систем, функции мониторинга и информационный режим работы могут быть выполнены без модернизации управляющих функций системы ГРАРМ (ГРАМ+ГРНРМ).

4.1.8 Рекомендации по созданию системы РУСА

Внедрение системы РУСА рекомендуется выполнить в два значительных, разделённых по времени, этапа: установка информационной и управляющей систем.

Первый этап - установка информационной системы РУСА, работающей в режиме советчика с функциями моделирования ключевых параметров ГА, которая позволит:

- накопить опыт эксплуатации;
- на его основе настроить основные весовые коэффициенты;
- сформировать и отработать правила формирования рекомендаций (команд впоследствии) системы РУСА;
- обучить оперативный и эксплуатирующий персонал;
 1. пользованию системой РУСА;
 2. моделированию параметров, корректированию весовых коэффициентов;
 3. рекомендациям системы в штатных и нештатных ситуациях.

Второй этап - установка управляющей системы РУСА с учетом требований резервирования управляющего оборудования, а также интеграцией АРМ системы РУСА с АСУТП ВУ, проведение модернизации системы ГРАМ для осуществления управления (включения и отключения ГА), а также для реализации нескольких алгоритмов распределения задания мощности по ГА согласно рекомендациям системы РУСА, которая позволит:

- повысить эффективность использования основного оборудования;
- равномерно распределить нагрузку среди основного оборудования;
- проводить обучение оперативного персонала на модели;
- подготовить плацдарм для дальнейшей оптимизации производства (основного и вспомогательного оборудования).

4.2 Архитектура программного комплекса РУСА

4.2.1 Требования к ПК РУСА

Программный комплекс рационального управления составом агрегатов (ПК РУСА) должен удовлетворять следующим требованиям [157]:

1. Работать в непрерывном круглосуточном режиме синхронно, в едином времени с системой управления.
2. Осуществлять сбор информации о текущих значениях основных параметров системы управления. При этом оказывать минимальное влияние на быстродействие системы управления.

3. Максимально быстро проверять полученные данные по критериям достоверности параметров,
4. Оценивать данные ГА по критериям повышения КПД ГЭС с учётом критериев контроля состояния оборудования
5. Рассчитывать и оценивать по критериям РУСА возможные изменения состава оборудования, сравнивать с текущим состоянием.
6. Контролировать длительность эффекта и определять время выдачи рекомендации на изменение состава агрегатов в систему управления.
7. Осуществлять поддержку управленческих решений: позволять оператору моделировать ситуации, показывать, как изменится рекомендации в случае, заданном оператором, отвечать на вопросы вида “что-если”.
8. Формировать очереди агрегатов по каждому типу изменения состояния: пуск, останов, переход через зону ограничено работы вверх, вниз и т.д.
9. Осуществлять доставку управляющих рекомендаций до системы управления
10. Обладать простым и наглядным интерфейсом, который позволил бы оператору (эксперту) при необходимости изменить (добавить, удалить, отредактировать) правила формирования рекомендаций, моделей ГА, ГЭС, РУСА без участия разработчика.
11. Должен быть масштабируемым с возможностью добавления новых параметров, новых систем, других систем РУСА ГЭС для объединения их в РУСА каскада и т.д.
12. Должен быть интегрируемым, то есть в разрабатываемой системе должны быть предусмотрены открытые интерфейсы для взаимодействия со сторонними системами.

4.2.2 Выбор платформы ПК РУСА

Согласно приведённым выше требованиям был проанализирован широкий спектр возможных решений по нескольким направлениям: платформа, операционная система (ОС) и базовое программное обеспечение.

Поскольку в основе построения ПК РУСА лежит задача реализации имитационной модели, приоритетными являлись средства имитационного моделирования. На сегодняшний день существует достаточно большое количество наименований сред моделирования: MatLab Simulink, OmSim и язык Omola [158], Dymola и Dymosim, Modelica [159], Model Vision Studium, различные модификации GPSS [160, 161] и другие. Пристальное внимание было уделено разработке российских специалистов AnyLogic (<http://www.xjtek.com/>) компании «Экс Джей Текнолоджис», хорошо зарекомендовавшую себя при решении задач оценки достоверности параметров АСУТП [52] и обладающую следующими преимуществами:

- модель представляется как набор взаимодействующих параллельно функционирующих объектов (параметров);
- инструментарий сочетает различные стили и концепции моделирования (модели теории массового обслуживания, динамическое моделирование, мультиагентное моделирование и так далее), что позволяет строить различные интервальные оценки параметров контроля и управления АСУТП как на основе исторической информации, так и на основе функциональных зависимостей;
- обладает графической визуальной средой разработки;
- интегрированный кроссплатформенный язык Java, на основе которого возможно выполнить интеграцию с различными системами, а также реализовать алгоритмические функциональные зависимости.

Таким образом, инструмент AnyLogic представляет собой удобное и понятное средство для разработки различных моделей. Ключевым аргументом в пользу AnyLogic послужил встроенный кроссплатформенный [100] язык программирования Java, который позволяет, во-первых, реализовать различные

особенные модели, а, во-вторых, реализованная модель может функционировать на любой операционной системе, поддерживающей Java (Windows, Unix, Linux и другие).

Однако выбор был сделан в пользу SCADA-системы АСОКУ[162], ее преимущества:

1. Объектная древовидная модель данных, поддержка альтернативного именования модели объектов предприятия.
2. Гибкая масштабируемая архитектура, поддерживающая распределение задач одной системы по серверам, до 2048 систем могут функционировать в едином информационном поле.
3. Развитая система драйверов для интеграции с другими системами.
4. Встроенный объектно-ориентированный язык Control, схожий с C++, позволяющий реализовать любой функционал.
5. Мощная система архивации: файловая БД, одиночная БД на основе СУБД Oracle, кластер Oracle, реплицируемая одиночные БД Oracle, реплицируемые кластера Oracle, СУБД InfluxDB, семейства Postgres и т.д
6. Кроссплатформенная работа в реальном времени, поддержка Windows, Linux.
7. Естественный инструментарий для создания диспетчерских систем: сообщения, графики, управление, графические примитивы, мнемосхемы и т.д.

Сравнение AnyLogic и АСОКУ довольно сложное – продукты из разных классов, имеющие свои сильные и слабые стороны. Однако очевидно, что AnyLogic – средство имитационного моделирования, подходит для систем построения экспериментов, моделирования, но никак не диспетчерского контроля и управления. В то время как АСОКУ, напротив, сильна в диспетчерском контроле и управлении, но при этом полностью отсутствует функционал, связанный с моделированием. Анализ трудоемкости доработки каждой из платформ показал, что менее трудозатратно разработать модели ГА, ГЭС и РУСА на основе АСОКУ. Сильным преимуществом также будет интеграция с системами АСУТП ВУ ГЭС.

Рассматривались и другие варианты основы для ПК РУСА, такие как: программируемые логические контроллеры и различные системы реального времени [163]. Эти варианты удовлетворяет основным требованиям 1 – 4, 7. Основные достоинства этих вариантов: надёжность, быстродействие, естественность и быстрота коммуникаций, естественность временных ограничений. Недостаток: необходимо разрабатывать специальное ПО для создания имитационной модели, причём для любого изменения такой системы необходим специалист-разработчик системы, знакомый с моделью, структурой кода, структурой данных и алгоритмами. Таким образом, реализация требований 5 и 6 представляется чрезвычайно трудоёмкой.

4.2.3 Компоненты ПК РУСА

Программный комплекс РУСА состоит из следующих компонентов:

1. модуль импорта исторических данных;
2. модуль формирования характерного диапазона изменения;
3. модуль параметризации;
4. среда конфигурирования модели;
5. модуль исполнения модели;
6. модуль интеграции с системой управления;
7. модуль валидации параметров;
8. модуль интервальных вычислений.

Модули 1 – 4 используются для настройки системы оценки достоверности, остальные модули работают в реальном времени синхронно с АСУТП. Опишем каждый модуль подробнее.

4.2.3.1 Модуль импорта исторических данных

Модуль импорта данных осуществляет интеграцию ПК РУСА с АСУ на уровне SCADA-системы. Этот модуль формирует запрос архивных данных по параметру за заданный период времени, передаёт его SCADA-системе, в ответ получает запрашиваемый тренд параметра из АСУТП в виде набора точек вида (t, p_t) , где t – дискретное время в некоторых единицах от начала режима, p_t – значение

параметра в момент времени t . Начало режима, как и его окончание, обозначаются (на этапе разработки модели) некоторыми событиями по которым, собственно, и происходит смена состояния. Метки времени начала и окончания рассматриваемого режима можно определить, анализируя архив сообщений/событий или архив значений переменных SCADA-системы.

Таким образом, в заданном режиме получаются тренды необходимых для диагностирования параметров. Далее следует передача данных в **модуль формирования характерного диапазона изменения параметра**, который будет рассмотрен ниже.

Входные параметры: идентификатор параметра, времена начала и окончания режима.

Выходные параметры: таблица значений параметра с соответствующими метками времени. Оператор (эксперт) имеет возможность изменения импортированного набора данных: разбиение на подынтервалы, добавление, удаление или изменение координат.

Полученные данные группируются сначала по режиму (идентификатору или наименованию режима), далее по параметру (Рисунок 77).

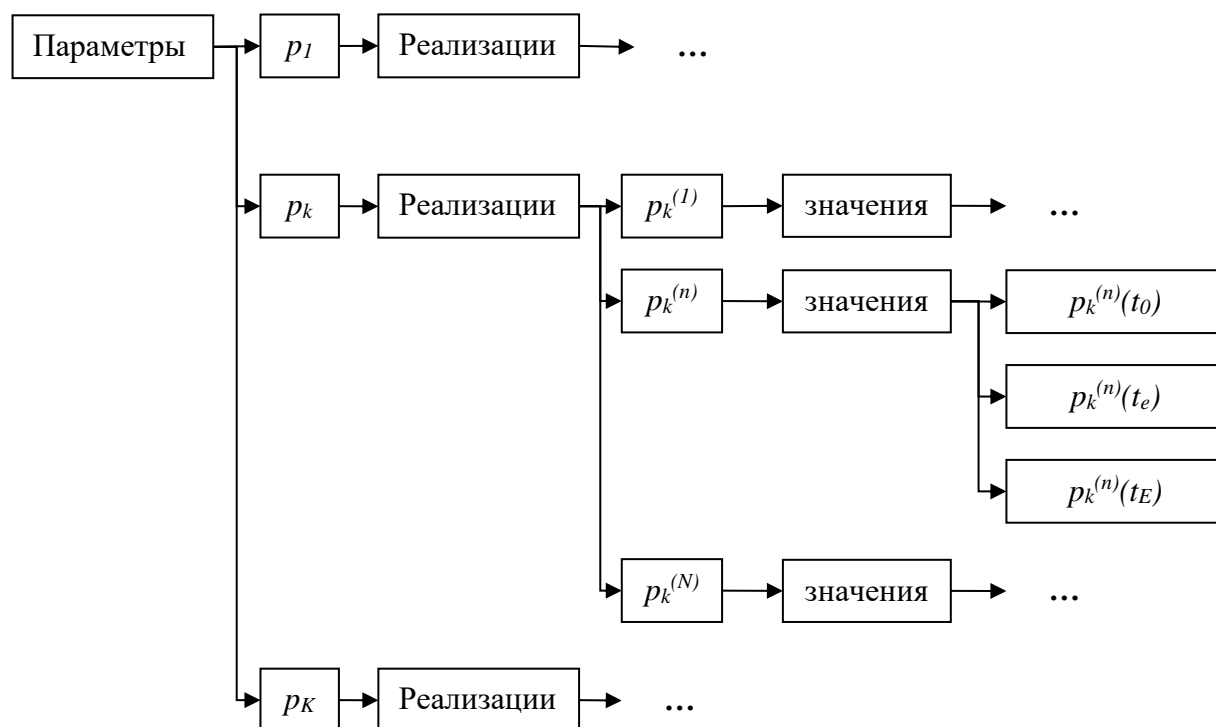


Рисунок 77 - Структура данных для некоторого режима

После работы оператора с модулем импорта данных получается структура данных, которую иллюстрирует Рисунок 77. В общем случае число параметров (K) диагностируемых в различных режимах может быть различным, число реализаций (N) различных параметров в рамках одного режима может быть различным, количество значений (E) различных реализаций может быть различным.

Модуль импорта данных предназначен для получения архивных данных из SCADA-системы WinCC. Реализован с учётом особенностей архивирования SCADA-системы WinCC [78].

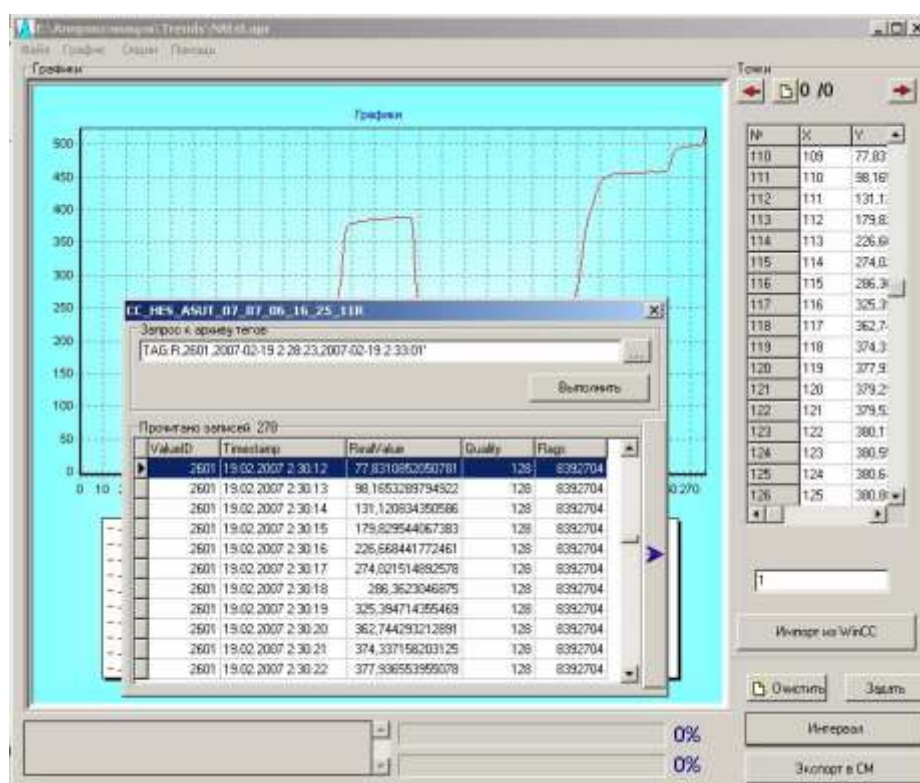


Рисунок 78 Внешний вид модуля импорта из АСУТП

С помощью этого модуля были собраны тренды по всем необходимым параметрам и сформирована структура вида, определённого ранее (Рисунок 77).

4.2.3.2 Модуль формирования характерного диапазона изменения параметра

Модуль формирования характерного диапазона изменения параметра накапливает историческую информацию о поведении каждого параметра в каждом режиме. На основании нескольких реализаций модуль формирует интервальные оценки для каждого параметра по минимаксному критерию методики описанной в 2.5.4.

Особенностью задачи формирования характерного диапазона изменения параметра является неопределённость значений параметра между временными отсчётами, которые получены из архива SCADA системы.

Входные параметры: значения параметра во всех реализациях заданного режима.

Выходные параметры: значения нижней и верхней границ диапазона характерного поведения параметра в моменты времени, определённые архивом SCADA-системы.

Модуль формирования характерного диапазона изменения на основе полученной информации из архивов АСУТП по каждому режиму получает верхние и нижние оценки характерного диапазона каждого параметра по минимаксному методу. Рисунок 79 иллюстрирует процесс формирования характерного диапазона изменения параметра. По оси ординат представленных графиков отображается значение параметра, по оси абсцисс – время режима.

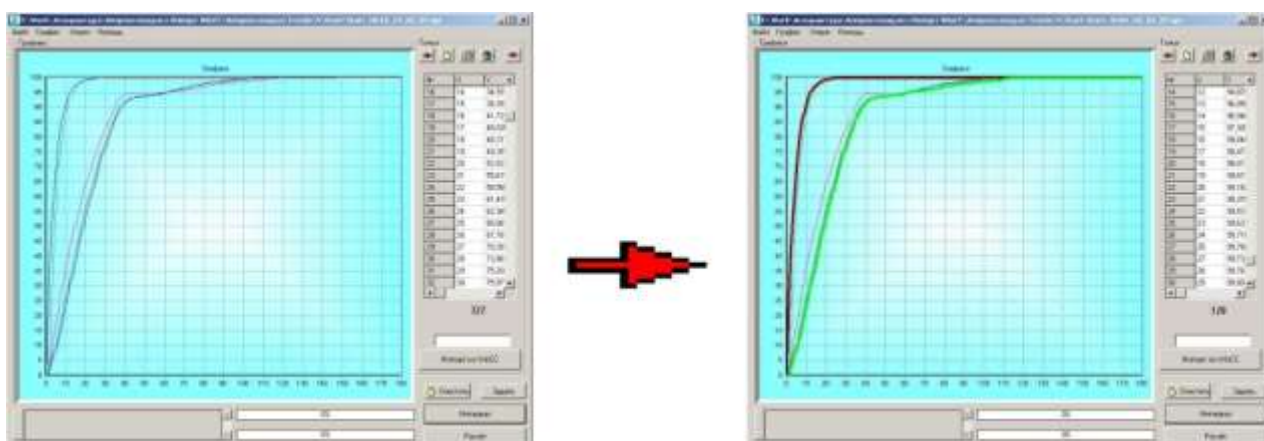


Рисунок 79 Формирование характерного диапазона изменения параметра
Далее полученные результаты направляются в модуль параметризации.

4.2.3.3 Модуль параметризации модели

Как ранее было отмечено (см. параграф 2.5.6), использовать на практике дискретные функции в достаточно сложно: возникают трудности с неопределённостью функции между двумя соседними отсчётами, кроме того, такую функцию неудобно хранить. Следовательно, для удобства необходимо дискретные функции преобразовать к непрерывным. Задача аппроксимации решается модулем параметризации.

Модуль параметризации аппроксимирует точки каждой из оценок диапазона характерного поведения параметра одной из заданных функций для определения вектора коэффициентов функции - аппроксиманта. Целевая функция, ограничения и функция-аппроксимант.

После получения коэффициентов функций аппроксимации для нижней и верхней границ характерного диапазона изменения параметра в режиме, этим модулем определяется адекватность полученных значений по заданному пользователем критерию адекватности. Если полученный результат не удовлетворяет заданному критерию адекватности пользователь (эксперт) решает: ввести новое состояние, новый режим функционирования или выбрать иные функции аппроксимации.

Входные параметры: таблицы значений верхней и/или нижней границы характерного диапазона изменения параметра, критерий адекватности. Выходные параметры: код функции-аппроксиманта и коэффициенты для верхней оценки диапазона изменения, и аналогичный набор параметров для нижней оценки.

Модуль параметризации получает коэффициенты аппроксимирующих функций для характерного диапазона изменения параметра. Рисунок 80 отражает процесс аппроксимации нижней границы характерного диапазона параметра “Частота вращения турбины (N)”.

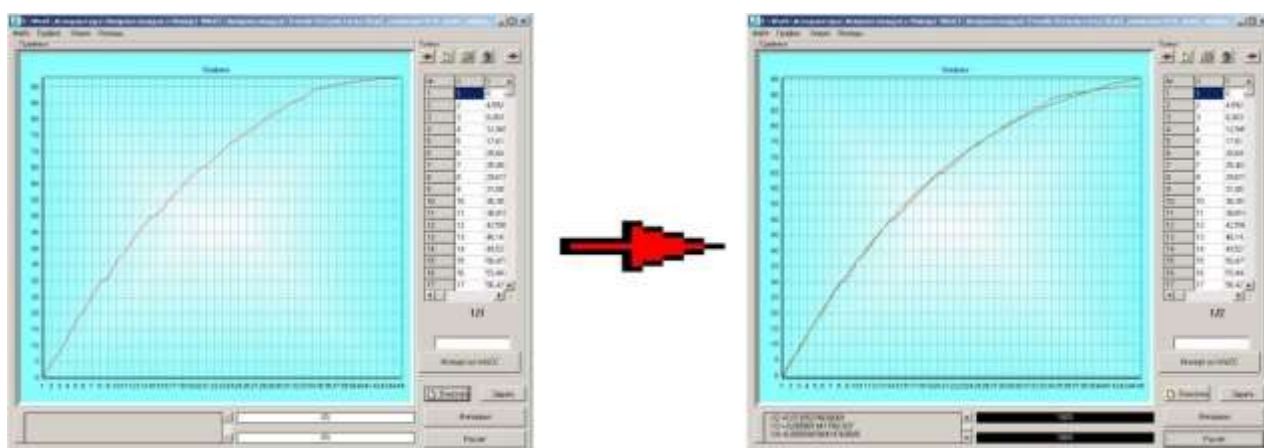


Рисунок 80 Аппроксимация

Поиск коэффициентов реализован на использовании генетического алгоритма (см. параграф 2.5.7)

Используя модули импорта данных из SCADA системы, формирования характерного диапазона изменения параметра и аппроксимации (Рисунок 81)

получается диапазон характерного изменения параметра в режиме “Пуск” (Рисунок 82). По оси ординат откладываются единицы измерения параметра – проценты от номинала вращения, по оси абсцисс – время в секундах от начала режима “Пуск”. Из графиков видно, что с момента поступления сигнала “Пуск” частота вращения турбины начинает увеличиваться, по достижению значения 90% должен произойти переход на режим “В работе”.

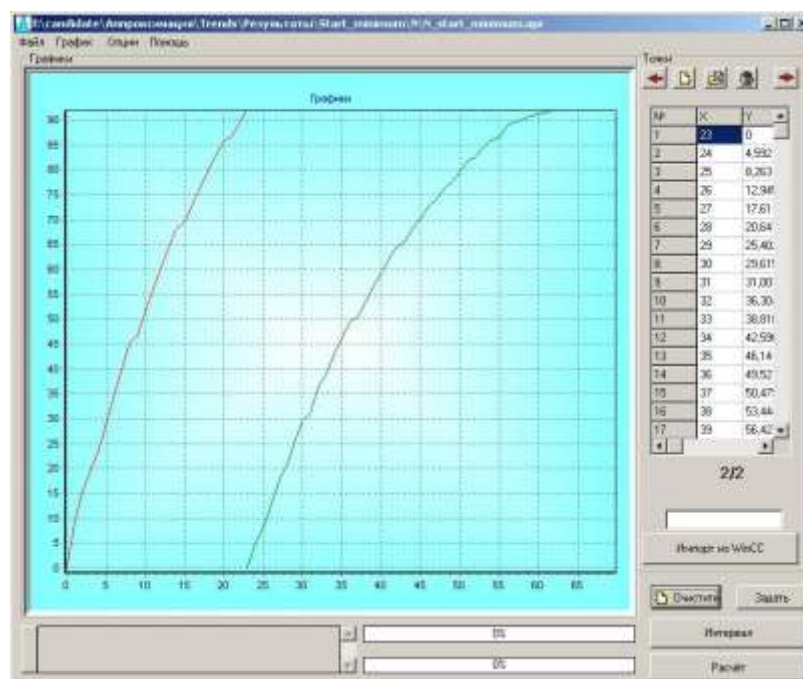


Рисунок 81 Режим пуск. Диапазон изменения параметра N из SCADA-системы

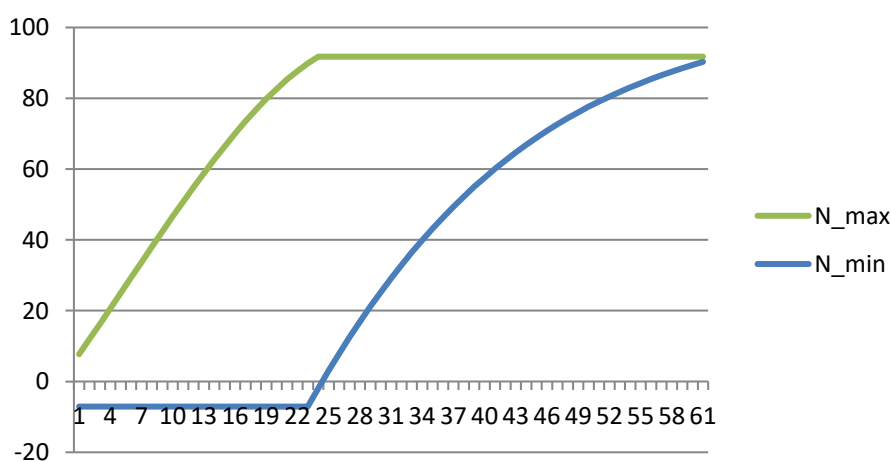


Рисунок 82 Режим пуск. Модельное поведение параметра N

Поведение каждой из границ диапазона параметра N для единого представления в модели можно разбить на два участка: возрастание и ожидание. В состоянии ожидания параметр не изменяет своего значения. Функции возрастания определены с помощью аппроксимации.

Поведение параметра “частота вращения турбины” описывается парой функций, образующих интервал: $N(t) \sim [N_{min}(t), N_{max}(t)]$.

$$N_{max}(t) = \begin{cases} k_1 * (t)^3 + k_2 * (t)^2 + k_3 * (t)^1 + k_4, & \text{при } 0 \leq t \leq 22 \text{ сек} \\ N_{max}(t = 22), & \text{иначе} \end{cases}$$

$$k_1 = 0,000679409, k_2 = -0,103172621, k_3 = 5,892280247, k_4 = 2,957227116$$

$$N_{min}(t) = \begin{cases} -7, & \text{при } 0 \leq t \leq 23 \text{ сек} \\ k_1 * (t - 23)^3 + k_2 * (t - 23)^2 + k_3, & \text{иначе} \end{cases}$$

$k_1 = -0,0482714, k_2 = 4,29682678, k_3 = -2,665092$ Таким образом, в 40-ю секунду от начала режима “Пуск” действительное значение указанного параметра должно принадлежать диапазону [60,09199; 91,75758] (Рисунок 82).

В модуле параметризации предусмотрено несколько целевых функций (для аппроксимации): квадратичная $\overline{f_{err}} = \sum_{i=0}^n (Y(t_i) - Y'(t_i, x))^2$, штрафная с задаваемым коэффициентом штрафа. Для штрафной функции величина $Y(t_i) - Y'(t_i, x) > 0$ для построения верхней границы характерного диапазона изменения параметра является предпочтительнее, чем $Y(t_i) - Y'(t_i, x) < 0$, поскольку $Y(t_i)$ – значение, которое уже когда-то было получено реальной системой, соответственно предпочтительнее, чтобы функция верхняя граница проходила над всеми точками, полученными ранее. Обратно, отклонение $Y(t_i) - Y'(t_i, x) < 0$ предпочтительнее для функции нижней границы диапазона характерного изменения параметра. Для учёта такого предпочтения вводится дополнительный коэффициент, который умножается на величину отклонения.

Суммарная квадратичная ошибка приведённого описания по режиму “Пуск” параметра N не превышает $E_{max}=15$, что является неплохим результатом на ≈ 70 точках.

В модуле предусмотрено расширение аппроксимирующих функций и целевых функций при помощи подключаемых динамических библиотек.

4.2.3.4 Модуль исполнения имитационной модели

Построенная на основе режимов имитационная модель функционирует в едином времени с системой управления. Характерные диапазоны изменения параметров изменяются в зависимости от времени с начала режима, так на протяжении всего времени функционирования модели каждый параметр сопровождается динамической интервальной оценкой характерного, естественного поведения. Смена режимов модели осуществляется событийно и происходит в зависимости от значений параметров в системе управления. Получение данных из системы управления выполняется циклически (в зависимости от цикла обработки данных АСУТП) и осуществляется специальным **модулем интеграции с системой управления**.

Полученные от системы управления данные направляются модулем исполнения в **модуль оценивания**, который проверяет полученные данные по критериям РУСА, формируя запросы в **модуль интервальных вычислений**, определяет рекомендации на изменение состава оборудования в настоящий момент, по прогнозируемым моментам времени и по моделируемому оператором состоянию. Упорядоченный по очередности массив на включение агрегатов, упорядоченный по очередности массив на отключение агрегатов, и другие рекомендации передаются в АСУТП посредством функций **модуля интеграции с системой управления**.

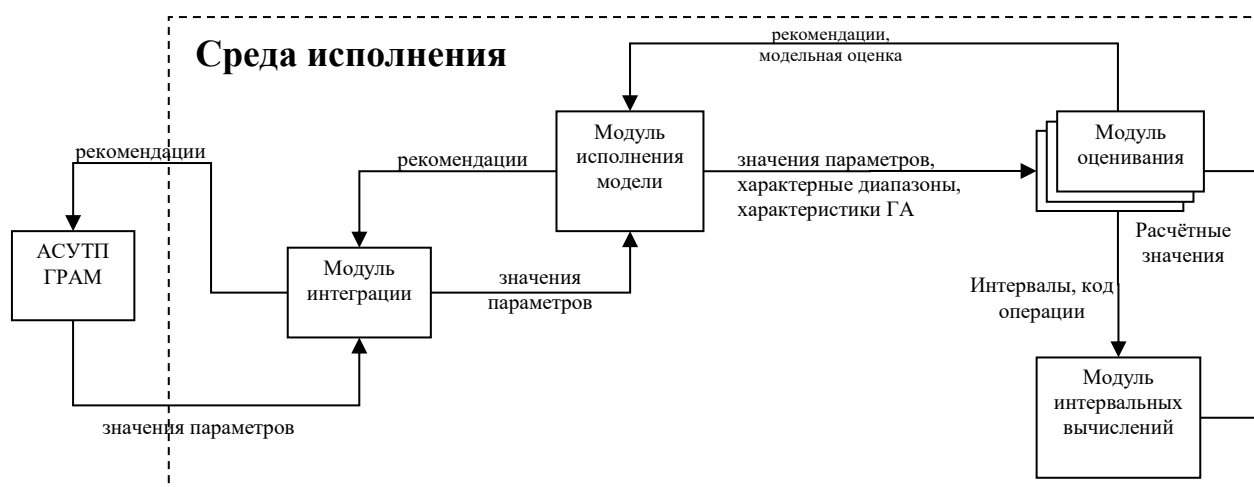


Рисунок 83 Схема потоков данных среды исполнения

Таким образом, модуль исполнения управляет потоком данных среды исполнения (Рисунок 83).

4.2.3.5 Модуль интеграции с системой управления

Модуль интеграции с системой управления получает по запросу значения параметров контроля и управления АСУТП ГРАМ и передаёт обратно рекомендации на изменение состава агрегатов.

Модуль интеграции реализуется с учётом особенностей системы управления, чтобы оказывать минимальное влияние на период опроса параметров контроля и управления АСУТП.

В данном случае используется драйвер протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 [60] системы АСОКУ.

4.2.3.6 Модуль оценивания

Модуль оценивания производит расчёт наличия эффекта по определённому срезу данных, анализируя изменение состояния каждого агрегата, оценивает достоверность данных по характерным диапазонам, по критериям РУСА упорядочивает очереди агрегатов и формирует рекомендацию на основе текущих данных и анализа плана-графика заданий плановой мощности на следующие сутки (до 48 часов) в модуль исполнения модели. Одновременно может функционировать несколько модулей оценивания: для оценивания данных на настоящий момент времени, для моделируемых данных, для данных в прогнозируемый период.

В модуле содержится описание всех функциональных зависимостей параметров с учётом особенностей выбранного подхода для расчёта. Для реализации вычисления функциональных зависимостей модуль формирует запрос в модуль интервальных вычислений.

Объединённая оценка достоверности значений параметра сравнивается с предопределёнными на этапе конфигурирования величинами порога доверия d_{trust} и порога сомнения d_{doubt} (см. параграфы 2.5.4 и 2.5.8), по которым можно интерпретировать параметр как: достоверный, недостоверный и сомнительный. Если значение объединённой достоверности равно “достоверно”, то система

управления может принимать управляющие решения на основе значения этого параметра, в противном случае реализована сигнализация о недостоверности значений параметра. При неисправности источника данных параметра для безаварийного завершения технологического процесса в систему управления передаётся модельное значение параметра (по историческому уровню и/или функциональному уровню модели), однако система РУСА считает, что агрегат с недостоверными значениями должен быть остановлен.

4.2.3.7 Модуль интервальных вычислений

Модуль интервальных вычислений содержит функции интервальной арифметики и алгоритмы интервальных вычислений. Реализованы базовые операции «классической» интервальной арифметики с интервалами.

Входные параметры: интервальные оценки параметров, код выполняемой функции.

Выходные параметры: результирующий интервал.

4.2.4 Потоки данных ПК РУСА

Общая схема потоков данных программного комплекса ПК РУСА, основанного на моделях для оценивания достоверности, приведена ниже (Рисунок 84).

Следует отметить, что участие эксперта необходимо на этапах проектирования и реализации ПК РУСА. Он формирует или корректирует режимы, критерий РУСА, производит настройку модуля оценивания, создаёт перечень функциональных зависимостей, очередность операций, при необходимости задаёт приоритеты функций (см. главу 3.4.2.3) и т.д., но в режиме исполнения ПК РУСА его участие не является необходимым. Система автоматически циклически получает данные из АСУТП, по заданным правилам формирует оценку эффективности для всего множества вариантов, объединяет полученные по разным критериям оценки и формирует итоговую рекомендацию с учётом прогнозных данных и передаёт их АСУТП. Кроме того, оператор может ввести новые ограничения, смоделировать включение и отключение любого агрегата,

симулировать изменение задания и посмотреть, в какое состояние придёт система, каковы рекомендации РУСА будут с принимая во внимание модельные данных.

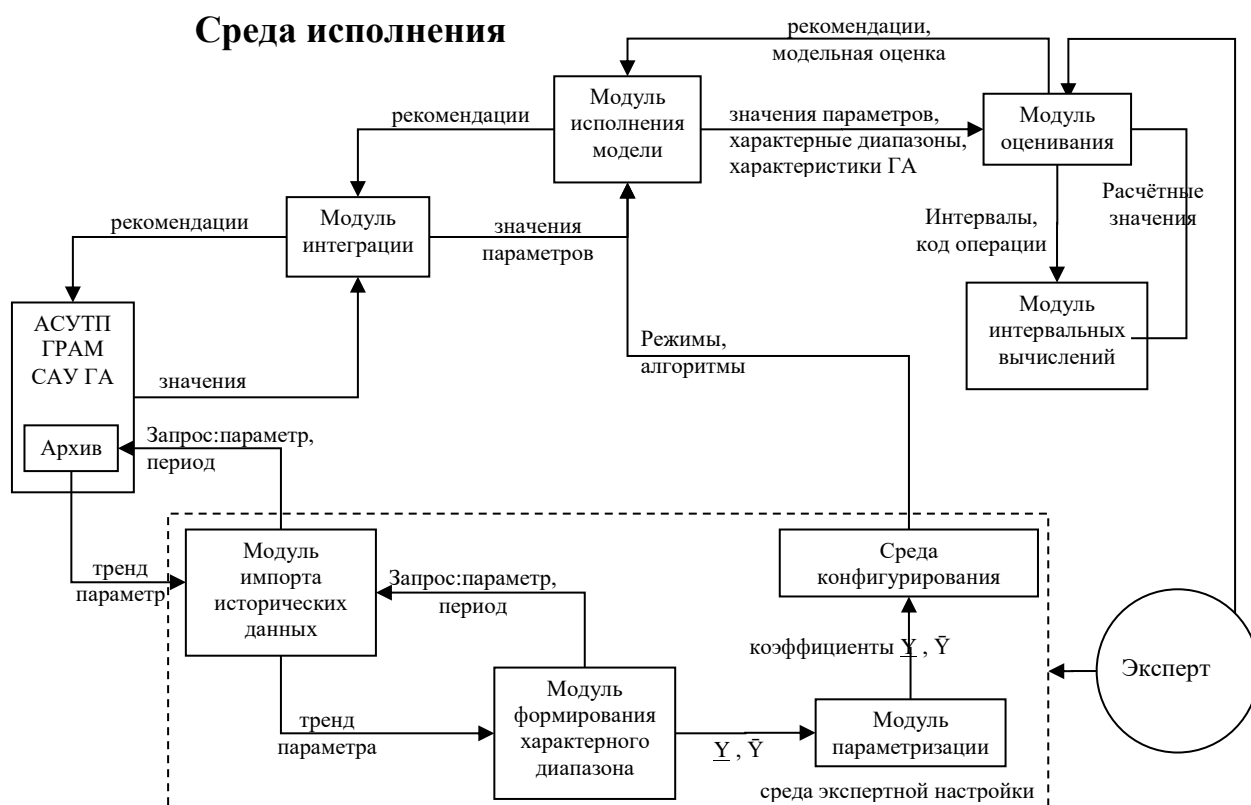


Рисунок 84 Схема потоков данных ПК РУСА

4.3 Функционирование и интерфейс ПК РУСА

Программный комплекс РУСА позволяет в

1. Оценить экономическую эффективность ГЭС в реальном времени на основе расчётных параметров РУСА:
 1. Повысить КПД ГЭС действующего состава ГА
 2. Изменение КПД ГЭС при изменении текущего состава ГА, что позволяет оценить экономическую эффективность действующего состава, а также как на модели, так и в реальности
 3. Изменение состава агрегатов ГЭС в перспективе плана балансирующего рынка
 4. Оптимальный состав ГА и число ГА в ГРАМ для достижения наивысшего КПД.

2. Оценить текущее состояние агрегатов на основе сопоставления с эталонной моделью, за счёт этого
 1. исключить из управления составом агрегаты с повышенным износом, критическими отклонениями и т.д.
 2. осуществлять планомерную ротацию работающего оборудования для поддержания примерно равных наработок, пусков-остановов, переходов через зоны ограниченной работы и т.д.
3. Принимать решение с учётом необходимых критериев эффективности и надёжности, оценивая вклад каждого критерия.
4. Моделировать в системе РУСА изменения распределения задания мощности, что позволяет
 1. Обучать тренировать оперативный персонал
 2. Проводить моделирование различных ситуаций и анализировать поведение ГЭС в модельных условиях: при изменении параметров модели напора, наработок, изменении ограничений ГА и многих других параметрах.
 3. РУСА позволяет оператору принять взвешенное решение по изменению состава оборудования.

Основной интерфейс оператора описан в параграфе 4.3.1. Особенности критериев и рекомендаций приведены в параграфах 4.3.2, 4.3.3. Описание операций с системой РУСА приведено в 4.3.4.

4.3.1 Описание экранных форм

Основная экранная форма системы РУСА разделена на две большие части по горизонтали: верхняя – рекомендательная и нижняя – описывающая исходное (оптимизируемое) состояние ГЭС (Рисунок 85).

Рекомендательная часть основной экранной формы разделена по вертикали на несколько логических сегментов: итоговая (интегральная) рекомендация, рекомендация на текущий момент времени, рекомендации в перспективе планового графика.

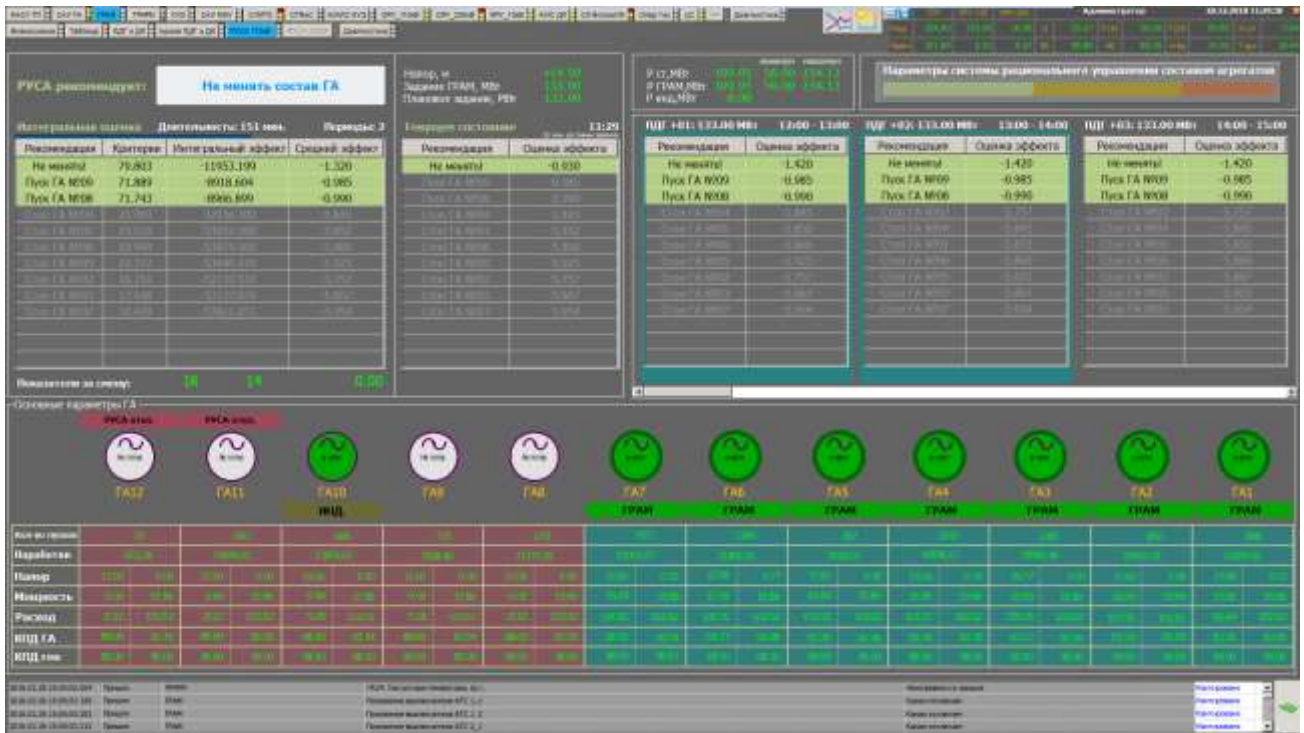


Рисунок 85 Основная экранная форма

4.3.1.1 Рекомендательная часть основной экранной формы

Область итоговой рекомендации

Область итоговой рекомендации показана на рисунке ниже.



Рисунок 86 Область итоговой рекомендации

Эта область включает в себя (сверху вниз):

- строку итоговой рекомендации, наилучшего решения "РУСА рекомендует" – содержит одно рекомендуемое действие, улучшающее текущий состав агрегатов с учетом заданных критериев и указанной перспективы планового графика. При наведении мыши на строку появляется информация об показателях за смену (Рисунок 87);

| Интегральная оценка | | | | Длительность: 123 мин. | | Период | |
|----------------------|----------|---------------------|-----------|--|-----------|--------|--|
| Рекомендация | Критерий | Интегральный эффект | Средний э | Показатели за смену | | | |
| Не менять | 79.347 | -10390.240 | -1.40 | Барантер | | | |
| Пуск ГА №09 | 71.987 | -7264.276 | -0.98 | Количество минут действия рекомендаций | Значение* | | |
| Пуск ГА №08 | 71.827 | -7303.612 | -0.99 | Количество минут действия непринятых рекомендаций | 16 | | |
| Сброс ГА №04 | 23.995 | -8117.053 | -5.84 | Целевая потенциальная потеря за смену при следовании рекомендации РУСА | -36729.55 | | |
| Сброс ГА №01 | 21.021 | -8170.073 | -5.85 | Целевая потенциальная потеря за смену | -36729.55 | | |
| Сброс ГА №06 | 22.992 | -8129.753 | -5.86 | Разница оценки потенциальной потери за смену | 0.00 | | |
| Сброс ГА №02 | 22.313 | -8390.356 | -5.92 | * увеличение рекомендаций приводит к увеличению | | | |
| Сброс ГА №02 | 17.908 | -9466.442 | -6.78 | | | | |
| Сброс ГА №03 | 16.877 | -8281.281 | -5.86 | | | | |
| Сброс ГА №07 | 15.610 | -8319.787 | -5.94 | | | | |
| Показатели за смену: | | | | 16 | 14 | 0.00 | |

Рисунок 87 Показатели за смену

- таблицу рекомендаций, отсортированную по уменьшению величины обобщенного критерия сверху вниз, так что первая строка всегда совпадает с итоговой рекомендацией. Таблица содержит данные о мгновенном эффекте по мощности для возможного действия и интегральную оценку потери энергии за заданный период. В таблице выделяются цветом строки, улучшающие показатель потенциальных потерь по ГЭС (ОРУ 110 кВ), то есть по **одному** критерию эффективности. Над таблицей располагается заголовок, содержащий помимо названия периода расчета рекомендации, число заданных перспективных отрезков планового графика и шкалу-индикатор актуальности расчетов, описывающую периодичность выполнения расчетов системы РУСА (от 0 до 60 секунд).

Область текущей рекомендации

Область текущей рекомендации представлена на рисунке ниже и включает в себя (сверху вниз):

- основные показатели ГЭС на данный момент:
 1. слева: напор, мгновенное полное задание ГРАМ, плановое задание ГРАМ;
 2. справа: мощность ГЭС, минимум и максимум диапазона регулирования ГЭС, мощность агрегатов в ГРАМ, минимум и максимум диапазона регулирования ГРАМ, мощность агрегатов на индивидуальном управлении;
- таблицу текущих рекомендаций, отсортированную по уменьшению величины обобщенного критерия сверху вниз. Таблица содержит данные о

мгновенном эффекте по мощности для всех возможных действий. В таблице выделяются цветом строки, улучшающие показатель потенциальных потерь по ГЭС (ОРУ 110 кВ), то есть по **одному** критерию эффективности. Для расчета текущей рекомендации используется мгновенное **полное** задание ГРАМ, включая плановую, внеплановую, частотную и противоаварийную составляющие. Над таблицей располагается заголовок, содержащий помимо названия временную метку расчета текущей рекомендации и оставшееся время до смены задания по плановому графику.

| | | | | | | | |
|-----------------------|--------|-------------|--------|---------|--------|----------|--------|
| Напор, м | +14.50 | Р ст, МВт | 109.95 | минимум | 56.00 | максимум | 154.13 |
| Задание ГРАМ, МВт | 133.00 | Р ГРАМ, МВт | 109.95 | 56.00 | 154.13 | | |
| Плановое задание, МВт | 133.00 | Р вод, МВт | 0.00 | | | | |

| | | |
|-------------------|----------------|-------|
| Текущее состояние | | 11:29 |
| Рекомендация | Оценка эффекта | |
| Не менять! | -0.930 | |
| Пуск ГА №09 | -0.985 | |
| Пуск ГА №08 | -0.990 | |
| Стоп ГА №04 | -5.845 | |
| Стоп ГА №01 | -5.852 | |
| Стоп ГА №06 | -5.860 | |
| Стоп ГА №05 | -5.923 | |
| Стоп ГА №02 | -5.757 | |
| Стоп ГА №03 | -5.867 | |
| Стоп ГА №07 | -5.954 | |

Рисунок 88 Область текущей рекомендации

Область рекомендаций в перспективе планового графика

Область рекомендаций в перспективе планового графика представлена ниже.

| Параметры системы рационального управления составом агрегатов | | | | | |
|---|----------------|-----------------------------------|----------------|-----------------------------------|----------------|
| ПДГ +01: 133.00 МВт 12:00 - 13:00 | | ПДГ +02: 133.00 МВт 13:00 - 14:00 | | ПДГ +03: 133.00 МВт 14:00 - 15:00 | |
| Рекомендация | Оценка эффекта | Рекомендация | Оценка эффекта | Рекомендация | Оценка эффекта |
| Не менять! | -1.420 | Не менять! | -1.420 | Не менять! | -1.420 |
| Пуск ГА №09 | -0.985 | Пуск ГА №09 | -0.985 | Пуск ГА №09 | -0.985 |
| Пуск ГА №08 | -0.990 | Пуск ГА №08 | -0.990 | Пуск ГА №08 | -0.990 |
| Стоп ГА №04 | -5.845 | Стоп ГА №04 | -5.845 | Стоп ГА №04 | -5.845 |
| Стоп ГА №01 | -5.852 | Стоп ГА №01 | -5.852 | Стоп ГА №01 | -5.852 |
| Стоп ГА №06 | -5.860 | Стоп ГА №06 | -5.860 | Стоп ГА №06 | -5.860 |
| Стоп ГА №05 | -5.923 | Стоп ГА №05 | -5.923 | Стоп ГА №05 | -5.923 |
| Стоп ГА №02 | -5.757 | Стоп ГА №02 | -5.757 | Стоп ГА №02 | -5.757 |
| Стоп ГА №03 | -5.867 | Стоп ГА №03 | -5.867 | Стоп ГА №03 | -5.867 |
| Стоп ГА №07 | -5.954 | Стоп ГА №07 | -5.954 | Стоп ГА №07 | -5.954 |

Рисунок 89 Область рекомендаций в перспективе планового графика

Область рекомендаций в перспективе планового графика включает в себя (сверху вниз):

- кнопку задания параметров "Параметры системы рационального управления составом агрегатов", по нажатию на которую производится настройка временных параметров, весовых коэффициентов и выбор критериев в отдельном окне (Рисунок 90). При наведении мыши на кнопку появляется информация об параметрах системы РУСА (Рисунок 91);



Рисунок 90 Параметры системы РУСА

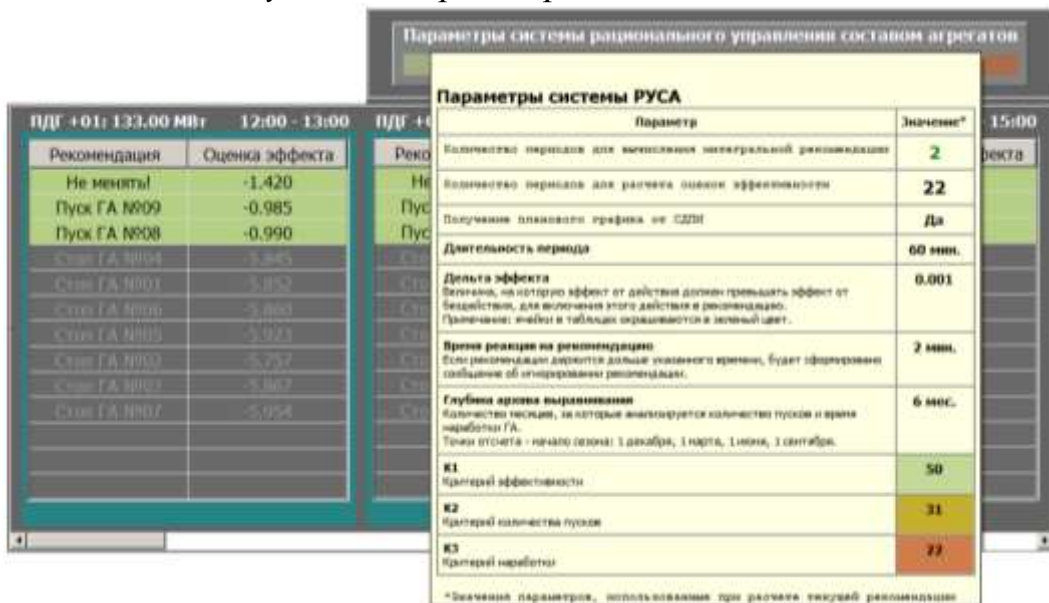


Рисунок 91 Вызов параметров системы РУСА

- зону рассчитанных рекомендаций по плановому диспетчерскому графику. Количество таблиц, участвующих при расчете итоговой рекомендации выделено **сине-зеленым** фоном. Каждая таблица рекомендаций содержит список действий, отсортированный по уменьшению величины обобщенного критерия сверху вниз. Таблица содержит данные о мгновенном эффекте по

мощности для каждого возможного действия. В таблице выделяются цветом строки, улучшающие показатель потенциальных потерь по ГЭС (ОРУ 110 кВ), то есть по **одному** критерию эффективности. При расчете таблицы рекомендаций по плановому графику в качестве задания мощности ГРАМ используется среднее арифметическое от текущего и следующего плановых заданий. Над таблицей располагается заголовок, содержащий временное смещение планового графика в отрезках относительно текущего времени, **плановое** задание активной мощности на начало периода, точное время начала и окончания периода.

В случае, если плановое задание не может быть выполнено текущим составом агрегатов, то задание распределяется в соответствии с ограничением ГРАМ (верхним или нижним) для текущего состава, а заголовок таблицы рекомендаций данного периода отображается **желтым** (Рисунок 92).

| ПДГ +20: 53.00 МВт 08:00 - 09:00 | |
|----------------------------------|----------------|
| Рекомендация | Оценка эффекта |
| Пуск ГА №12 | -1.162 |
| Стоп ГА №02 | -1.081 |
| Стоп ГА №05 | -1.081 |
| Не менять! | -1.121 |
| Стоп ГА №06 | -1.081 |
| Стоп ГА №01 | -1.081 |
| Стоп ГА №04 | -1.081 |
| Стоп ГА №07 | -1.081 |
| Стоп ГА №03 | -1.081 |
| Пуск ГА №11 | -1.162 |
| Пуск ГА №08 | -1.162 |
| Пуск ГА №09 | -1.388 |

Рисунок 92 Заголовок таблицы рекомендаций

Для того, чтобы увидеть все промежуточные расчеты эффекта, проследить логику формирования рекомендации, можно кликнуть по таблице правой кнопкой мыши и в контекстном меню выбрать "Показать дополнительные параметры" (Рисунок 93).



Рисунок 93 Вызов дополнительных параметров

После этого внешний вид таблицы будет изменен так, чтобы показать нормированные значения критериев, весовые коэффициенты, формулу расчета обобщенного многокритериального эффекта по заданному действию (Рисунок 94).



Рисунок 94 Вид основной мнемосхемы с нормированными критериями

4.3.1.2 Описательная часть основной экранной формы

В описательной части находятся мнемознаки гидроагрегатов (Рисунок 95), отображающие режимы работы агрегатов.



Рисунок 95 Мнемознак агрегата

Мнемознак агрегата описывает режим работы агрегата: (не)готовность к пуску, пуск, (аварийный) останов, в сети (генераторный режим) или ремонт. Непосредственно под индикатором режима агрегата расположен транспарант режима управления агрегата: индивидуальный или групповой (от ГРАМ).

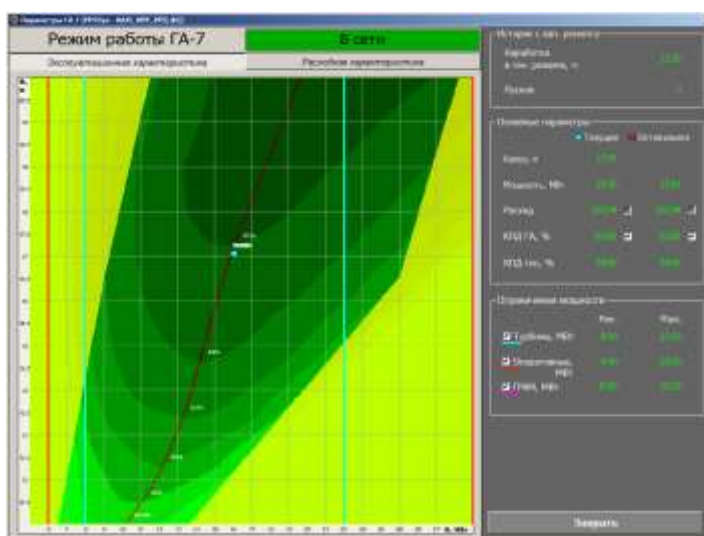


Рисунок 96 Параметры ГА. Эксплуатационная характеристика

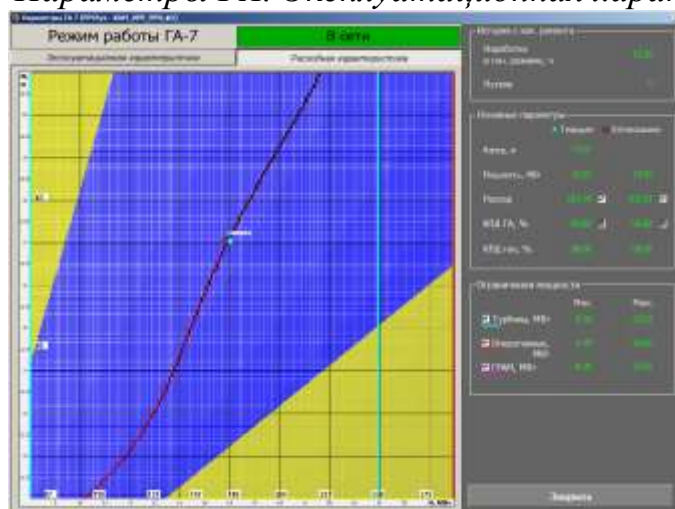


Рисунок 97 Параметры ГА. Расходная характеристика

По клику левой кнопкой мыши на мнемознак агрегата открывается всплывающее окно с детальной информацией по агрегату (Рисунок 96, Рисунок 97). Основную часть схемы занимает эксплуатационная характеристика агрегата в графическом виде, с линиями ограничений мощности по турбине (белые

вертикальные линии) и линиями оперативного ограничения мощности по агрегату (красные вертикальные линии). Кроме того, представлена детальная информация по агрегату, используемая для расчета в алгоритме системы РУСА: число пусков и наработка агрегатов в генераторном режиме, значения активной мощности – текущее (в настоящий момент) и оптимальное для заданного напора, напор на агрегате, расход воды через турбину и оптимальный расход воды при работе агрегата на максимальном КПД при данном напоре, КПД турбины, генератора, ограничения мощности по турбине и заданные оперативно.

В верхней части окна находится переключатель, позволяющий сменить отображение эксплуатационной характеристики на расходную.

На основной мнемосхеме (Рисунок 85) под мнемознаками агрегатов размещены детальные данные по каждому агрегату, влияющие на выдачу рекомендации системы РУСА. Представление параметров каждого агрегата выполнено таблицей из двух столбцов, левый из которых представляет данные текущие, реальные, а правый – идеальные, характерные для наивысшего КПД.

Каждый агрегат описывается следующим набором параметров по строкам:

- количество пусков с капитального ремонта;
- наработка агрегата в генераторном режиме с капитального ремонта;
- напор на агрегате;
- мощность активная в настоящий момент времени и мощность агрегата при наивысшем КПД турбины заданного напора;
- расход воды через турбину (по расходной характеристике) в настоящий момент времени и расход при наивысшем КПД турбины для заданного напора;
- КПД турбины в настоящий момент времени и максимальное КПД турбины при данном напоре;
- КПД генератора в настоящий момент времени и при максимальном КПД турбины.

Таблицы с параметрами агрегатов, участвующих в расчете оптимизации текущего состава агрегатов, отображаются **на сине-зеленом фоне**, таблицы с

параметрами агрегатов, не участвующих в групповом регулировании и, следовательно, в оптимизации составов, – на бордовом фоне, на красном фоне – ГА за пределами ограничений по турбине, оранжевый – ГА за пределами оперативными ограничениями.

4.3.2 Особенности критериев

Критерии зависят от события.

Для пуска предпочтителен агрегат с минимумом пусков и минимумом наработок в генераторном режиме.

Для останова предпочтителен агрегат с минимумом пусков и с максимумом наработок в генераторном режиме.

Для события "Не менять!", предполагающем отсутствие необходимости изменения текущего состава агрегатов, предпочтительно выбрать агрегаты с максимумом пусков и минимумом наработок.

4.3.3 Особенности рекомендаций

За счет того, что при расчете плановых рекомендаций используются средние значения текущего и последующего часов, может оказаться, что построенные для одинакового задания плановой мощности (со схожим заголовком) таблицы рекомендаций имеют совершенно различные рекомендации (Рисунок 98).

| ПДГ +15: 53.00 МВт 08:00 - 09:00 | | ПДГ +16: 53.00 МВт 09:00 - 10:00 | | ПДГ +17: 133.00 МВт 10:00 - 11:00 | |
|----------------------------------|----------------|----------------------------------|----------------|-----------------------------------|----------------|
| Рекомендация | Оценка эффекта | Рекомендация | Оценка эффекта | Рекомендация | Оценка эффекта |
| Пуск ГА №12 | -1.162 | Стоп ГА №02 | -0.865 | Пуск ГА №12 | -0.839 |
| Стоп ГА №02 | -1.081 | Стоп ГА №05 | -0.865 | Пуск ГА №09 | -0.839 |
| Стоп ГА №05 | -1.081 | Стоп ГА №06 | -0.865 | Не менять! | -0.914 |
| Не менять! | -1.121 | Стоп ГА №01 | -0.865 | Пуск ГА №11 | -0.839 |
| Стоп ГА №06 | -1.081 | Стоп ГА №04 | -0.865 | Пуск ГА №08 | -0.839 |
| Стоп ГА №01 | -1.081 | Стоп ГА №07 | -0.865 | Стоп ГА №02 | -1.927 |
| Стоп ГА №04 | -1.081 | Стоп ГА №03 | -0.865 | Стоп ГА №05 | -1.927 |
| Стоп ГА №07 | -1.081 | Пуск ГА №12 | -1.297 | Стоп ГА №06 | -1.927 |
| Стоп ГА №03 | -1.081 | Не менять! | -1.106 | Стоп ГА №01 | -1.927 |
| Пуск ГА №11 | -1.162 | Пуск ГА №09 | -1.345 | Стоп ГА №04 | -1.927 |
| Пуск ГА №08 | -1.162 | Пуск ГА №11 | -1.297 | Стоп ГА №07 | -1.927 |
| Пуск ГА №09 | -1.388 | Пуск ГА №08 | -1.297 | Стоп ГА №03 | -1.927 |

Рисунок 98 Пример различных рекомендаций

Пример 23:

Рисунок 98 приводит две таблицы рекомендаций для задания мощности на начало часа 53МВт и одна таблица с рекомендациями для задания на начало часа в 133МВт.

Таблица мощности ПДГ+15 построена для среднего задания мощности часов 15 и 16, то есть для задания мощности $(53+53)/2=53$ МВт, а таблица задания ПДГ+16 построена для среднего задания мощности 16 и 17, соответственно, $53+133=98$ МВт. Поэтому, несмотря на сходство заголовков таблиц, рекомендации разные. Подробную информацию можно увидеть во всплывающей подсказке при наведении курсора мыши на интересующую таблицу (Рисунок 99).

| ПДГ +01: 60.00 МВт 17:00 - 18:00 | | ПДГ +02: 50.00 МВт 18:00 - 19:00 | |
|---|--------|----------------------------------|----------------|
| Задание мощности по ПДГ на +01 период $P = (60.00 + 50.00) / 2 = 55.00$ Все ГА на нижнем ограничении. Количество ГА в ГРАМ будет избыточно для выполнения задания. | | Рекомендация | Оценка эффекта |
| Стоп ГА №04 | -1.084 | Стоп ГА №01 | -0.885 |
| Стоп ГА №05 | -1.084 | Стоп ГА №02 | -0.885 |
| Стоп ГА №06 | -1.084 | Стоп ГА №03 | -0.885 |
| Стоп ГА №07 | -1.084 | Стоп ГА №04 | -0.885 |
| Не менять! | -1.121 | Стоп ГА №05 | -0.885 |
| Пуск ГА №08 | -1.162 | Стоп ГА №06 | -0.885 |
| Пуск ГА №11 | -1.162 | Стоп ГА №07 | -0.885 |
| Пуск ГА №12 | -1.162 | Не менять! | -1.128 |
| Пуск ГА №09 | -1.388 | Пуск ГА №08 | -1.305 |
| | | Пуск ГА №11 | -1.305 |
| | | Пуск ГА №12 | -1.305 |
| | | Пуск ГА №09 | -1.359 |

Рисунок 99 Подробная информация по ограничению

Использование нескольких критериев фактически подразумевает приведение к единым единицам измерения и эффективность КПД, и число пусков агрегатов, и наработку в генераторном режиме, что иногда приводит к тому, что изменение состояния агрегата с незначительным ухудшением эффективности ГЭС может быть рекомендовано за счет компенсации этой потери в эффективности значениями других критериев. Так, Рисунок 99 показывает для ПДГ+15 рекомендуется действие "Пуск ГА12", несмотря на ухудшение общей эффективности ГЭС: эффект станет "-1.162" вместо текущих "-1.121" (действие "Не менять!"). Рекомендация оказывается более сильной, поскольку в данном случае агрегат имеет наименьшее количество пусков (0 – нормированный минимум) и

наименьшее количество наработок в генераторном режиме (0 – нормированный минимум) в заданном периоде.

4.3.4 Описание операций

В этом разделе описываются основные операции с системой.

4.3.4.1 Рекомендация останова агрегата

Рекомендация останова агрегата возникает при уменьшении планового задания и отсутствии других возмущающих факторов: срабатывание ПА, задание ЗВМ, падение частоты сети и т.д.

С точки зрения эффективности рекомендация обусловлена выходом агрегатов из зоны эффективной работы в зону неэффективной работы – близко к нижнему ограничению мощности агрегата. В этом случае для поддержания эффективной работы станции РУСА рекомендует остановить агрегат.

Показатель эффективности для действия "Стоп ГА" вычисляется на основе модельных значений мощности САУ ГА (мощность приравнивается к заданию).

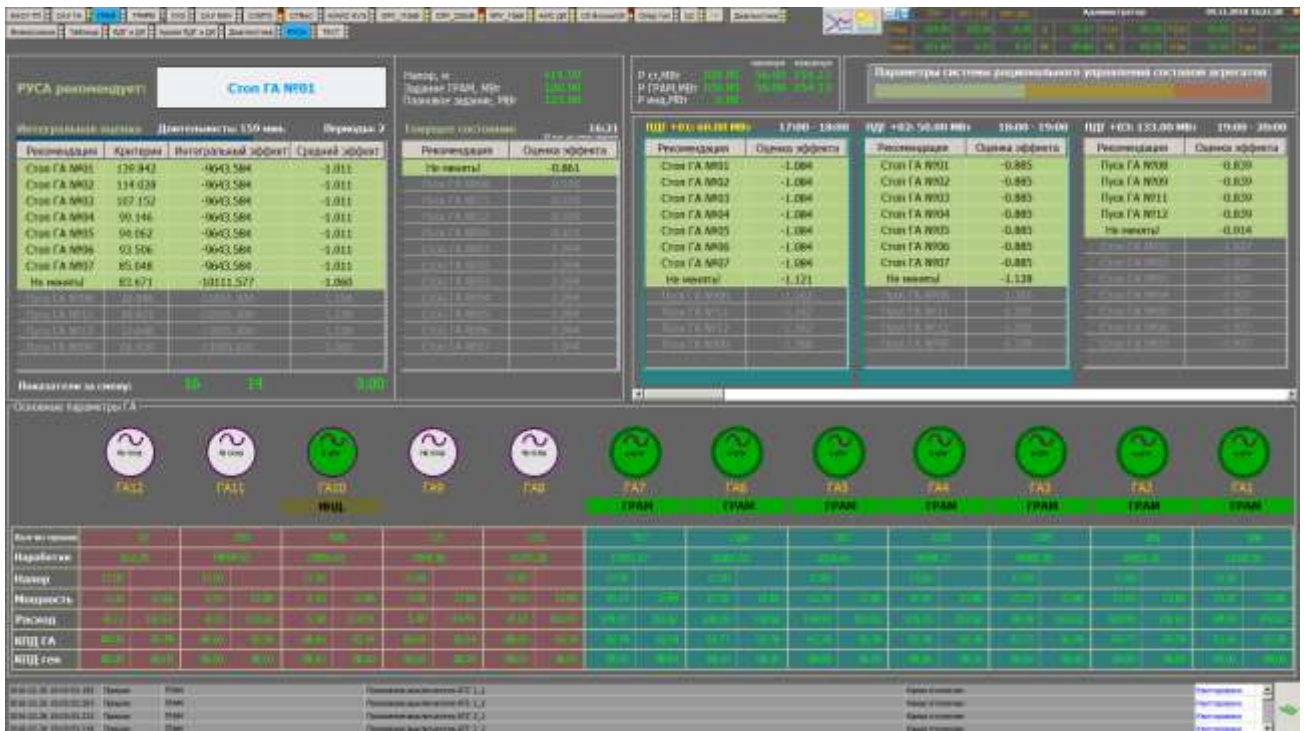


Рисунок 100 Рекомендация останова агрегата

Пример 24:

Рисунок 100 показывает, что в настоящее время включены ГА1-7 и работают под управлением ГРАМ, ГА10 выключается (мощность - 0, небольшой расход). На

систему ГРАМ формируется общее задание в 120МВт, которое распределяется по агрегатам заданием, близким к их оптимальной мощности 15,86МВт с наивысшим КПД ГА в 92,78% при данном напоре. Однако, задание мощности согласно плановому графику на начало следующего часа составит 60МВт, а через час 50МВт. В этой связи для поддержания оптимальной загрузки агрегатов рекомендуется остановить агрегат, в данном случае ГА1. Причем, рекомендация на останов носит обязательный характер (руководство к действию), поскольку заданная мощность $(60+50)/2$ МВт =55МВт меньше минимального ограничения станции 56МВт, о чем сигнализирует **желтый** заголовок таблицы ПДГ+1. При этом среднее задание в течение часа ПДГ+2 составит $(50+133)/2$ МВт=91,5 МВт, что больше минимального ограничения станции.

Останов ГА осуществляется оперативным персоналом штатно (через САУ ГА, кнопкой или ключом).

4.3.4.2 Рекомендация пуска агрегата

Рекомендация пуска агрегата возникает при увеличении планового задания и отсутствии других возмущающих факторов: срабатывание ПА, задание ЗВМ, увеличение частоты сети и т.д.

С точки зрения эффективности рекомендация обусловлена выходом агрегатов из зоны эффективной работы в зону неэффективной работы – близко к верхнему ограничению мощности агрегата. В этом случае для поддержания эффективной работы станции РУСА рекомендует пустить агрегат.

Показатель эффективности для действия "Пуск ГА" вычисляется на основе модельных значений мощности ГА (мощность приравнивается к заданию).

Пример 25:

Рисунок 101 показывает, что в настоящее время включены ГА1-7 и работают под управлением ГРАМ, ГА10 выключается (мощность - 0, небольшой расход). На систему ГРАМ формируется общее задание в 120МВт, которое распределяется по агрегатам заданием, близким к их оптимальной мощности 15,86МВт с наивысшим КПД ГА в 92,78% при данном напоре. Однако, задание мощности согласно

плановому графику на начало следующего часа составит 133МВт и не изменится в течение 3 часов. В этой связи для поддержания оптимальной загрузки агрегатов рекомендуется пустить агрегат, в данном случае ГА8.

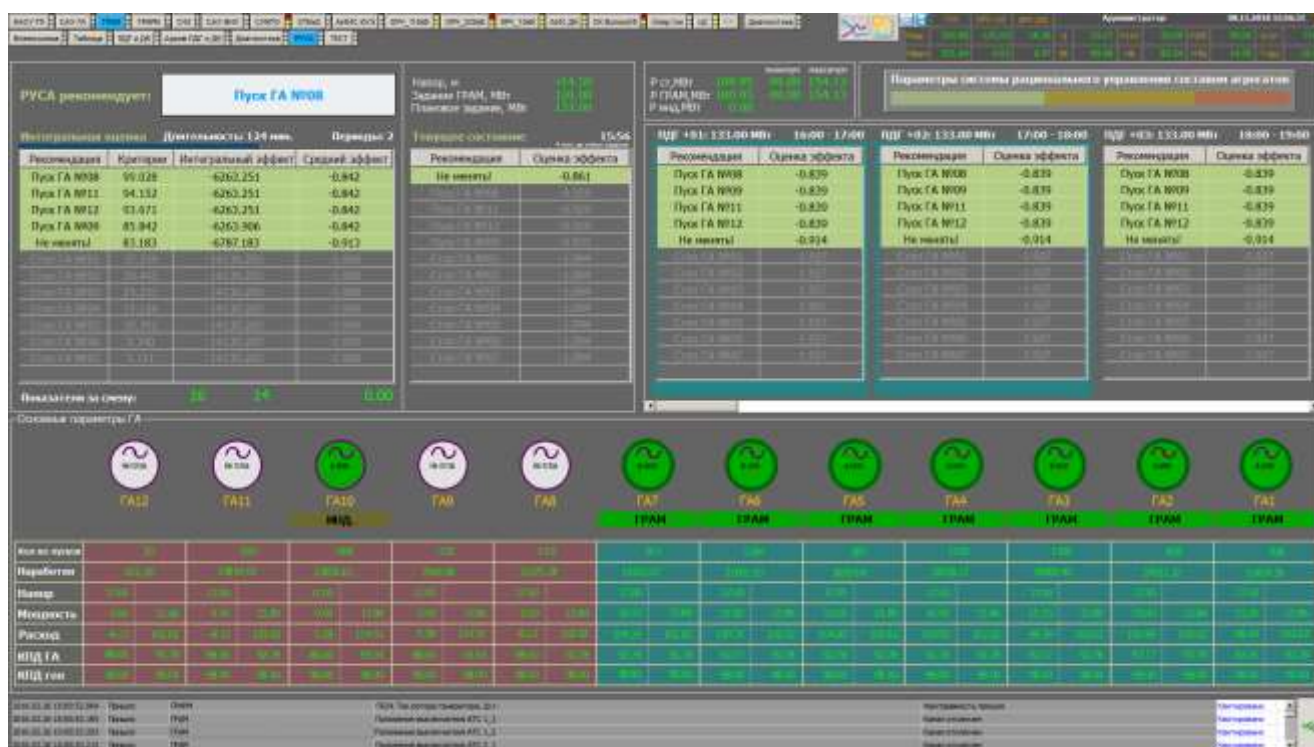


Рисунок 101 Рекомендация пуска агрегата

Пуск ГА осуществляется оперативным персоналом штатно (через САУ ГА, кнопкой или ключом).

4.3.4.3 Рекомендация сохранения состава агрегатов

Рекомендация сохранения состава оборудования "Не менять!" – это основная рекомендация, не предполагающая каких-либо действий над ГА.

Показатель эффективности для действия "Не менять!" для текущей рекомендации вычисляется на основе реальных значений мощности САУ ГА. Показатель эффективности для действия "Не менять!" для плановой рекомендации вычисляется на основе модельных значений мощности САУ ГА.

4.3.5 Изменение глубины прогноза

По умолчанию рекомендуется использовать глубину прогноза в 1-2 часа. Однако, можно изменить глубину до 6 часов(периодов). Если задание планового графика будет иметь дискретность 30 минут, то глубина прогноза составит до 6 получасовок (до 3 часов).

Чем больше глубина прогноза, учитываемая в рекомендации, тем меньше рекомендаций на изменение состава, тем выше неэффективность станции.

Чем меньше глубина прогноза, тем эффективнее работает основное оборудование, однако, увеличивается количество рекомендаций по изменению состава.

Необходимо выбрать оптимальное значение параметра.

4.3.6 Выбор критериев

Критерии, влияющие на итоговую рекомендацию, и их весовые коэффициенты допускают изменения. Существует три критерия: эффективность, число пусков, наработки в генераторном режиме. Каждый из критериев может иметь значение от 0 (отключен) до 999 (максимум, при этом остальные критерии равны нулю). Вес критерия нормируется относительно суммы активных критериев.

Необходимо выбрать оптимальное значение параметра.

Еще один параметр, влияющий на работу системы РУСА по критериям пусков и наработок – выбор периода, за который происходит выравнивание пусков и наработок в генераторном режиме агрегатов, значение по умолчанию – 3 месяца. Необходимо выбрать оптимальное значение параметра.

4.3.7 Паводок

Во время паводка значение эффективности ГЭС не играет роли (определяется расходом воды через плотину), в этой связи на время паводка рекомендуется отключить критерий КПД.

4.3.8 Выбор времени исполнения рекомендации

Система РУСА определяет, изменение состояния какого агрегата необходимо для увеличения КПД и эффективности ГЭС, однако для максимальной эффективности использования рекомендаций необходимо учитывать и фактор времени. Система РУСА для этого предоставляет все необходимые данные.

Ниже приведен пример выбора времени исполнения рекомендации.

Пример 26:

Текущая рекомендация – "Не менять!", активная предположительно с 16:21 по 17:00, прогнозные рекомендации за два часа вперед "Стоп ГА".



Рисунок 102 Выбор времени исполнения рекомендации

Штатная работа ГРАМ: задание мощности меняется по плановому графику, ЗВМ отключен, от ПА нет команд, нет изменения частоты. Известно, что задание линейно будет снижаться от 120МВт до 60МВт. Рекомендация "Стоп ГА01" действует уже сейчас, это означает, что если сейчас остановить агрегат, то это решение лучше, чем использовать любое другое решение, тогда сумма потерь за 2 ч 41 мин будет меньше из всех альтернатив, но не минимальна, поскольку текущая рекомендация – "Не менять!". Как только текущая рекомендация сменится на "Стоп ГА", будет получено наиболее оптимальное решение.

То есть, наибольшая выгода от выполнения рекомендации достигается в момент, когда текущая рекомендация и прогнозные рекомендации становятся равными (Рисунок 102).

4.3.9 Контроль за исполнением рекомендации

Итоговая рекомендация, невыполненная в течение некоторого времени (по умолчанию – 30 мин), считается неисполненной и попадает в отчет.

Все неисполненные рекомендации нуждаются в пояснениях оперативного персонала.

4.4 Конкуренция критериев принятия решения

Система рационального управления составом агрегатов осуществляет принятие решений по нескольким разным действиям:

- Пуск гидроагрегата;
- Останов гидроагрегата;
- Переход гидроагрегата через зону ограниченной работы вверх или низ.

Иногда для достижения одной цели могут подходить разные действия. Например, увеличение задания мощности может привести к рекомендации как перехода через зону нежелательной работы, так и к рекомендации пуска агрегата. При этом оценки, полученные по одному и по другому критерию несравнимы, – в них используются разные данные, например, для пуска используется количество пусков агрегата, для перехода через зоны – соответственно число переходов через зоны. Естественно, когда альтернатива невозможна, выбор очевиден, например, когда работают уже все агрегаты (нет ни одного остановленного агрегата, который можно было бы пустить). Эта проблема решается заданием строгого приоритета одного действия над другим, так например, перевод через зону предпочтителен по сравнению с пуском или остановом агрегатов.

Ещё одним признаком конкуренции критериев является то, что агрегат, над которым только что было совершено действие может подходить для противоположного, обратного действия, что, в конечном счёте, может привести к слишком частому изменению состояний агрегатов. Учёт этого обстоятельства осуществляется следующим образом:

Необходимость каждого действия проверяется на протяжении некоторого времени (см. исследование задержки принятия решения параграф 3.4.1.4)

Решения по критерию увеличения КПД ГЭС принимаются, только в случае если при текущем значении задания мощности ГЭС есть положительный эффект

от изменения состава агрегатов и эта рекомендация совпадает с рекомендацией последующих значений задания мощности плана балансирующего рынка.

После выполнения операции агрегат, над которым эта операция была совершена, исключается из принятия решения на время, заданное оператором, то есть $\lambda = 0$. (см. глава 4)

4.5 Обучение оперативного персонала ГЭС на основе системы рационального управления составом агрегатов

Одной из самых важных повседневных задач оперативного персонала ГЭС является ведение оптимального режима работы гидроэлектростанции с учетом их работы в энергосистеме [164,165]. Под оптимальным режимом понимается поддержание безаварийного состояния оборудования и исполнение плановых показателей мощности: контроль за частотой и напряжением в электрической сети, соответствие суточному графику от Системного оператора единой энергосистемы РФ, заданной выработке. Пример суточного диспетчерского графика представлен на рисунке ниже. По оси абсцисс откладывается время, по оси ординат отложена мощность ГЭС, которая должна быть достигнута в соответствующий момент времени. График поступает на ГЭС в автоматическом режиме и может уточняться, кардинально изменяться каждые 30 минут.

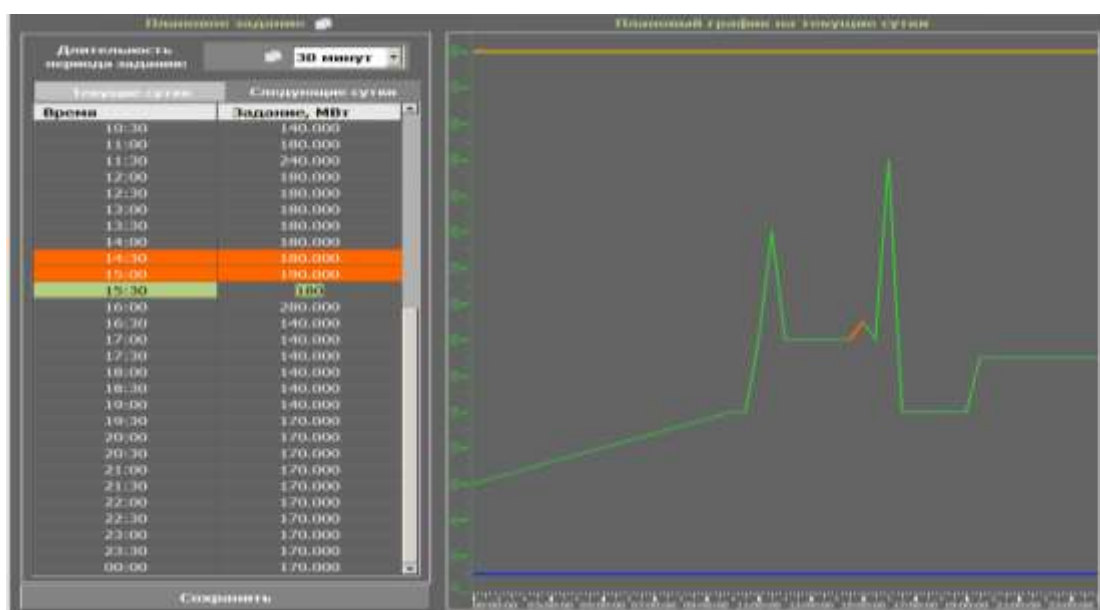


Рисунок 103 Пример суточного диспетчерского графика ГЭС

На ГЭС несколько гидроагрегатов и задание в каждый момент времени может быть выполнено различным набором агрегатов. Задача оперативного персонала определить наилучший состав агрегатов для выполнения заданий, выбрать правильное время для изменения состава агрегатов, при этом эффективность работающих агрегатов должна быть максимальной, а число изменений состава – минимально. Кроме того, необходимо равномерно распределять время работы, число изменений состояний среди всех агрегатов, принимая во внимания их техническое состояние, индивидуальные ограничения по вибрациям, режимам работы, и т.д. Таким образом оперативный персонал должен делать все то, что делает система рационального управления составом агрегатов (РУСА) ГЭС. В настоящее время система РУСА не очень распространена, она несет в себе функции советчика, подсказывающего оперативному персоналу когда пустить, когда остановить агрегат. Полнофункциональная система РУСА, внедрённая в 2018 году на одной ГЭС, работает в информационном режиме советчика. В перспективе, когда будут утверждены и согласованы все уставки вновь создаваемой системы, РУСА сможет стать управляющей системой и снять с оперативного персонала эти функции. Однако до того она может служить системой для интерактивных тренировок и повышения квалификации персонала ГЭС.

В основе оценки квалификации лежит основной критерий эффективности ГЭС, состоящий из суммы эффективностей гидроагрегатов, определяемой разницей произведенной энергии и потенциально возможной энергией при максимальном КПД на одинаковом объеме воды с фиксированным напором (60)

Традиционно обучение предполагает наличие 2 ролей: инструктора (руководителя обучения) и обучаемого.

В сценарии обучения оперативного персонала инструктор формирует контрольный отрезок планового графика (например, 3 часа) с использованием экранной формы, представленной выше, определяет начальный состав агрегатов, и задает ограничения по каждому агрегату. Обучаемый в режиме моделируемого времени на модели осуществляет выбор состава агрегата, при этом системой автоматически ведется подсчет эффективности ГЭС от выбранного состава, на

результатирующую оценку оказывает влияние несколько факторов: суммарная эффективность ГЭС за заданное время, число изменений состава агрегатов, отклонение по выработке, сумма отклонений от планового задания. Для ускорения прохождения задания обучаемый имеет возможность ускорить темп модельного времени. В режиме экзамена инструктор, экзаменатор дает контрольное задание и получает отчет о выполнении задания обучаемым. В режиме самообучения оператор может самостоятельно выбирать состав и правила поддержания необходимой мощности, более того оператор имеет возможность видеть рекомендации, выдаваемые системой рационального управления составом агрегатов, и воспроизводить различные ситуации. Режим самообучения полезен не только для оперативного персонала, но и для служб эксплуатации, которые имеют возможность исследовать алгоритмы системы группового регулирования активной мощности ГЭС в различных модельных ситуациях, а не только на реальном оборудовании.

4.5.1 Моделирование гидроагрегата

Для моделирования каждого гидроагрегата используются функции, описывающие его расходую и эксплуатационную характеристики, представляющую зависимость КПД агрегата от его мощности и напора, с учетом ограничений по напору для данной ГЭС и с учетом ограничений по мощности для турбины. Кроме того, в модели гидроагрегата введен признак режима работы: групповой или индивидуальный. В групповом режиме работы агрегат получает задание от системы ГРАМ ГЭС, в индивидуальном – задание задается вручную оператором. Модель имитирует исполнение задания с небольшой задержкой, заданной пользователем. Для каждого агрегата может быть задан режим работы. Рисунок 104 представляет мнемосхему гидроагрегата.

Все параметры с символом подчеркивания доступны для оперативного изменения.

Основную часть схемы занимает эксплуатационная характеристика агрегата в графическом виде, с линиями ограничений мощности по турбине (белые

вертикальные линии) и линиями оперативного ограничения мощности по агрегату (красные вертикальные линии). Кроме того, представлена детальная информация по агрегату, используемая для расчета в алгоритме системы РУСА: число пусков и наработка агрегатов в генераторном режиме, значения активной мощности – текущее (в настоящий момент) и оптимальное для заданного напора, напор на агрегате, расход воды через турбину и оптимальный расход воды при работе агрегата на максимальном КПД при данном напоре, КПД турбины, генератора, ограничения мощности по турбине и заданные оперативно.

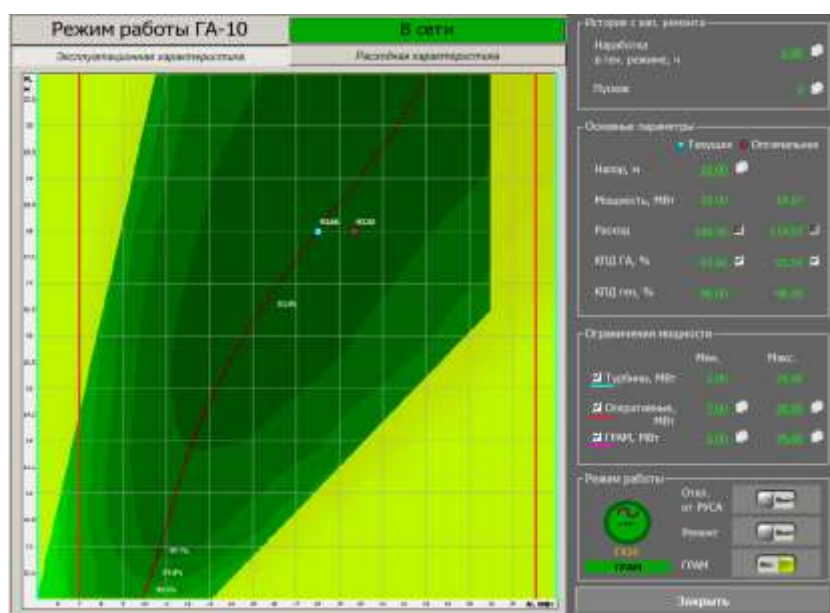


Рисунок 104 Параметры ГА

4.5.2 Моделирование системы группового регулирования активной мощностью ГЭС

Модель включает в себя 2 варианта функции распределения активной мощности: по равенству мощностей и по долевному равенству диапазонов (параграф 3.2.2).

Основная экранная форма системы разделена на две большие части по горизонтали: верхняя – рекомендательная и нижняя – описывающая исходное (оптимизируемое, модельное) состояние ГЭС. (Рисунок 105)

Рекомендательная часть основной экранной формы разделена по вертикали на несколько логических сегментов: итоговая (интегральная) рекомендация,

рекомендация на текущий момент времени, рекомендации в перспективе планового графика.



Рисунок 105 Основная экранная форма модели в режиме самообучения

В модельной части находятся мнемознаки гидроагрегатов, отображающие режимы работы агрегата: (не)готовность к пуску, пуск, (аварийный) останов, в сети (генераторный режим) или ремонт. Непосредственно под индикатором режима агрегата расположен транспарант режима управления агрегата: индивидуальный или групповой (от ГРАМ). Ниже приведены основные параметры агрегата: текущие и оптимальные для данного напора. По клику левой кнопкой мыши на мнемознак агрегата открывается всплывающее окно с детальной информацией по агрегату (Рисунок 104).

| Показатели за смену | | |
|---|-------|-------------|
| Параметр | | Значение* |
| Разница оценок потенциальных потерь за смену | | |
| Оценка потенциальных потерь за смену при следовании рекомендациям РУСА, МВт | -4.56 | 0.76 |
| Оценка потенциальных потерь за смену, МВт | -5.32 | |
| Количество минут действия рекомендаций | | 33 |
| Количество минут действия принятых рекомендаций | | 16 |
| Количество минут действия предупреждения о выходе за диапазон | | 36 |

*вычисления рекомендаций происходят ежеминутно

Рисунок 106 Отчет за смену

Результат обучения отображается в рекомендательной части экранной формы в разделе “Итоги за смену”, также по окончанию обучения формируется отчет.

4.5.3 Вывод

Предложена система обучения персонала ГЭС на основе моделей ГА и системы ГРАМ и РУСА, которая позволяет

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

Система может быть легко встроена в систему диспетчеризации ГЭС и предоставлять ресурсы по мере необходимости всем сотрудникам ГЭС на корпоративных рабочих местах.

В перспективе предполагается тесное взаимодействие с оперативным и эксплуатационным персоналом ГЭС для уточнения критериев обучения, улучшение алгоритмов системы рационального управления составом агрегатов и планомерному переходу на автоматизированное управление составом агрегатов от системы РУСА.

4.6 Сравнение с аналогом

Единственное упоминание о реализации системы РУСА есть только в работе [166], однако она носит скорее описательный характер, и поскольку отвечает описание алгоритмов, методик, её скорее следует отнести к разряду экспериментальных. Первые активные работы по теме рационального управления составом агрегатов выполнялись автором представленной работы с 2013 года, что

примерно совпадает с датой публикации этой статьи. Совпадение свидетельствует о том, что тема вызвала неподдельный интерес разных специалистов. Поскольку статья датирована 2014 годом и не содержит конкретных методик алгоритмов, проведём разбор статьи для иллюстрации решения задач методами, описанными в настоящей работе.

Цитата 1 :

“В случаях, когда задание для каждой станции фиксировано, а гидроагрегаты имеют близкие или даже одинаковые рабочие характеристики, суммарный КПД будет выше тогда, когда мощность на всех агрегатах будет одинаковой. В этом случае решение поставленной задачи, даже с учетом возможных ограничений, не требует особо сложных расчетов и сводится к выбору количества агрегатов и организации очередей их переключения в тот или иной режим. Такие подсистемы оптимизации существуют и давно себя оправдали.

Однако если на станции или станциях есть агрегаты с существенно различными характеристиками, то дополнительным фактором оптимизации может выступать возможность перераспределения мощности между ними с расчетом на то, что разнонаправленные смещения заданий по мощности могут привести к уменьшению потерь для большинства или даже для всех агрегатов. Это приведет в итоге к увеличению суммарного КПД. Тут же появляются дополнительные условия, например, изменение перетоков мощности и расходов воды. Появляются новые ограничения и новые уравнения балансов. Понятно, что задача при этом становится намного сложнее и интересней.”

Комментарий к цитате 1 :

1. Одинаковая мощность агрегатов ГЭС далеко не означает максимальный КПД станции, даже если они имеют одинаковые или близкие эксплуатационные характеристики. Это становится очевидным, если представить 2 агрегата на групповом управлении, работающие на минимальном ограничении мощности, с минимальным КПД, КПД ГЭС в целом будет также близко к минимуму, тогда как отключение одного

из агрегатов приведёт к повышению КПД оставшегося агрегата, и как следствию повышению КПД ГЭС при сохранении задания на ГЭС.

2. Действительно существуют упоминания о различных системах по оптимизации работы агрегатов в различных режимах, например, режиме синхронного компенсатора [167], или ещё ранее было автоматическое устройство автооператор [168], для которых класс решаемых задач был строго ограничен по техническим причинам того времени. Однако современный уровень развития и техники вполне позволяет посмотреть на идеи прошлого через призму новых технологий. (см. Введение)
3. Дополнительным фактором оптимизации может служить разнонаправленное изменение заданий, однако в настоящее время это вопрос нуждается в моделировании и в проработке. (см. параграф 7.1)
4. Прежде чем оптимизировать каскад ГЭС и рассматривать связанные с этим ограничения по перетокам мощностей, и новым уравнениям балансов следовало бы сначала выбрать критерий оптимальности состава оборудования для одной ГЭС, затем для другой, а после этого решать многокритериальную задачу оптимизации с учётом взаимных ограничений. (см. Глава 3.4.2) В представленной работе критерии увеличения КПД ГА и ГЭС сформулированы, описаны, смоделированы (см. глава 2), оценены (глава 5), очевидно, что описание дополнительных ограничений уменьшит эффект, однако описание таких ограничений не вызывает сложности и может быть описано на основе функционально-ориентированных моделей (см. глава 3)

Цитата 2

“Итак, нам требуется определить, какое количество и какой состав агрегатов необходимо выбрать при данных условиях на каждой станции, чтобы достигнуть максимального КПД. Кроме того, требуется выровнять скорости использования моторесурсов, оптимизируя тем самым график их расходования на продолжительный период времени. При этом обязательно соблюдение технологических ограничений, таких как работа только в разрешенной зоне,

обеспечение резервов на загрузку и разгрузку, ограничение перетоков мощности в высоковольтных линиях и автотрансформаторах, недопущение снижения ниже установленного уровня мощностей на важных для потребителей секциях шин и, наконец, обеспечение установленного водного баланса.”

Комментарий к цитате 2 :

Постановка задачи максимизации КПД ГЭС без учёта того, что должно быть обеспечено минимальное количество переключений не имеет практической пользы. Это легко видеть на примере двух агрегатов с почти одинаковыми эксплуатационными характеристиками и равным максимум КПД. Пусть у одного из них максимум КПД достигается при мощности N МВт, у второго – при мощности $N+1$ МВт. Так если задание ГЭС измениться с N до $N+1$, такая система выдаст рекомендацию на 2 изменения состава агрегатов (!). В представленной работе значительное внимание уделено тщательному выбору критерия увеличения КПД ГЭС (см. параграф 1.3), а не максимизации КПД ГЭС, поскольку безусловное стремление за максимумом приведёт к: тому, что на одном и том же задании ГЭС будет выбираться всегда один и тот же состав агрегатов, что приведёт к нарушению принципа равномерного распределения нагрузок, а малейшее изменение ГЭС может спровоцировать частое изменение состава агрегатов.

Цитата 3

“Прежде всего находится оптимальное количество агрегатов по станциям для генерации с учетом плановых и внеплановых заданий, технологических ограничений, ограничений по перераспределению задания мощности и поправки на недельный водоток. В связи с тем что план по заданной мощности Братской ГЭС определен всего на 2 часа вперед, расчет по распределению количества и состава агрегатов производится с учетом прежде всего предыдущих состояний и распределений мощностей.

На втором этапе расчета оптимального состава и уровней нагрузок агрегатов решается задача обеспечения резервов на загрузку и разгрузку для обеих станций.

Производится расчет недостающих резервов и вычисляется количество требуемых для их обеспечения агрегатов, планируемых к использованию в режиме синхронного компенсатора или холостого хода.

Затем производится выбор состава агрегатов для выполнения задания. В начале группируются агрегаты по секциям шин, чем обеспечивается требуемое количество агрегатов в режиме генерации.

Оставшееся задание по мощности распределяется в соответствии со значениями времени готовности к работе и с учетом фактически отработанного времени в режиме генерации, а также в соответствии с количеством пусков/остановов и суммарного времени нахождения в зонах ограниченно допустимого режима. Агрегаты, в силу технологических ограничений не имеющие зон для долговременной работы, используются во вторую очередь.

При этом планируется одновременное, где это возможно, переключение сгруппированных агрегатов секций шин 500 кВ. В результате полученных расчетов создаются очереди агрегатов на переход в режимы генерации, резерва, синхронного компенсатора и холостого хода. В последнюю очередь производится уточнение значений мощности для каждого агрегата, теперь уже с учетом индивидуальных характеристик, технологических ограничений и наличия агрегатов в режиме синхронного компенсатора. При этом учитывается, что агрегаты с сильно ограниченным диапазоном регулирования остаются при необходимости на уставках ограничений.”

Комментарий к цитате 3 :

Решение задачи было бы значительно упрощено, если бы функцией распределения мощности занималась единая система ГРАМ, а не РУСА. Регулирование напряжения на секциях шин можно было бы выполнить при помощи выделения логической группы агрегатов, схожей по принципам с системой ГРАМ, тогда центральный ГРАМ каскада распределял бы задание по таким отдельным группам.

В целом, работа представляет безусловный интерес, особенно с учетом прошедшего опыта эксплуатации. Однако следует отметить, что авторы статьи и

автор представленной работы независимо пришли к одной мысли: решение задачи рационального управления составом агрегатов целесообразно выполнить на основе системы ГРАМ, в остальном же и методы, и средства решения различаются, однако описанная в статье задача может быть решена на основе представленной работы.

4.7 Сравнение с ситуационным управлением составом и режимами агрегатов

Существует небольшое количество изысканий, выполненных под руководством доктора технических наук, профессора Секретарева Ю.А. [28, 169], сделанных в том же направлении, что и представленная работа, это ещё раз подтверждает актуальность темы этого направления изысканий.

Обозначим ключевые различия подходов.

Таблица 35 Таблица сравнений организации РУСА на основе ситуационных моделей и на основе функционально-ориентированных моделей

| | Ситуационный подход | Функционально-ориентированные модели |
|---|--|--|
| Общее | РУСА – система регулирования мощностью и составом агрегатов ГЭС, ИНПОР – система поддержки принятия решения. | Система ГРАМ осуществляет распределение мощности, система РУСА, зная это распределение, осуществляет поддержку принятия решений оператора |
| Модель оценки эксплуатационного состояния агрегатов | Ситуационная с описанием параметров на основе нечётких интервалов, параметры тщательно группируются по принадлежности, анализируется их взаимосвязь по узлам гидроагрегатов, предложена в 2013 году. | Функционально-ориентированная с описанием параметров на основе нечётких интервалов, характерных диапазонов, строится на основе исторической информации из архивов АСУТП и дополняется функциональными взаимосвязями, предложена в 2011 году. |
| Модель увеличения КПД ГЭС | Общее описание оптимизации расхода воды через ГЭС с допущениями, что все агрегаты имеют одинаковую эксплуатационную характеристику | Оптимизируется КПД каждого агрегата, оптимизируются потенциальные потери каждого агрегата и ГЭС, характеристики ГА могут быть разными. |
| Исследование динамики | отсутствует | Проведено исследование длительности актуальности рекомендаций по данным 4х ГЭС |

| | Ситуационный подход | Функционально-ориентированные модели |
|--------------------------------------|---|--|
| рекомендаций во времени | | |
| Экономическое обоснование | отсутствует | Приведено на основе критерия увеличения КПД ГЭС |
| Принятие многокритериального решения | Проведено исследование свёрток по двум критериям: повышение КПД и общего состояния ГА, получены оценки нескольких экспертов | Предложен классический аппарат принятия решений с учётом предпочтений ЛПР, пользователь может динамически: добавить, удалить критерий, выставить веса значимости критериев, исключить агрегат из принятия решения, критериев может быть больше 2 |
| Количество агрегатов модели | 4 | 6 20 24 8 |
| внедрение | неизвестно | с 2018 года |

Следует заметить, что постановка задачи в общем виде по оптимизации расхода воды через ГЭС при всей своей ясности на первый взгляд не выдерживает критики, даже с учётом того, что оптимизация стока воды производится с поддержанием заданной мощности.

Пример 27:

пусть на ГЭС имеется 2 агрегата с расходной характеристикой (см. Рисунок 3), для напора 6 метров, при мощности 11,5 МВт расход воды составляет 224 м³/с, 23 МВт - 450 м³/с. Так если 2 агрегата включить на мощность по 11,5 МВт расход будет 448 м³/с, а если загрузить один, то 450 м³/с. Получается, что работать двум агрегатам на минимальной мощности выгоднее, чем одному, но близко к максимальному КПД.

При этом если обратиться к эксплуатационной характеристике на минимальном расходе 2 агрегата будут работать с минимальным КПД, в то время как в случае работы одного агрегата КПД может быть выше. Также стоит отметить, что выбор в пользу пуска ещё одного агрегата сопряжён с дополнительными расходами на износ оборудования. Соответственно безусловное стремление к

минимуму расхода ГЭС должно ограничиваться. В представленной работе эти ограничения сформулированы в параграфе 1.3 и тщательно рассмотрены в главе 2.

Из таблицы видно, что, несмотря на совпадение направления исследований, и иногда схожесть используемых методов, работы имеют ряд принципиальных концептуальных различий. Перспективным направлением исследований можно считать попытку объединения сильных сторон этих работ.

4.8 Основные выводы и рекомендации

1. Сформулированы основные требования к системам рационального управления составом агрегатов.
2. Определена архитектура для таких систем. Выделено две необходимые для функционирования области: среда настройки и среда исполнения. Разработаны компоненты системы и определена их функциональность.
3. Описана схема потоков данных между компонентами системы.
4. Описан интерфейс пользователя, основная мнемосхема системы.
5. Обозначено решение проблемы конкуренции критериев.
6. Осуществлено внедрение системы в 2018 году.
7. В 2020 система РУСА дооснащена функциями обучения операторов.
8. Проведено сравнение с аналогами
9. Реализация системы РУСА ГЭС позволяет [170]:
 - a. оптимально распределять задания мощности для повышения КПД каждого ГА и станции в целом с учетом многозонных агрегатов и агрегатов с разными номиналами;
 - b. равномерно управлять нагрузкой, включением/отключением основного и вспомогательного оборудования;
 - c. автоматизировать переходы по зонам разрешенной работы ГА;
 - d. повысить безопасность эксплуатации за счет учета состояния основного оборудования (превентивная диагностика и ремонт по состоянию);
 - e. снизить износ регулирующего оборудования;

- f. прогнозировать задания и состояния ГЭС в зависимости от плана балансирующего рынка;
- g. обучать персонал на основе моделирования состава агрегатов.

5 Перспективные направления исследований

5.1 Функции распределения мощности

В этой работе для моделирования системы РУСА рассмотрена одна, самая распространённая функция распределения задания мощности ГРАМ среди агрегатов на групповом управлении – равенство мощностей. Однако в параграфе 3.2.2 показана эффективность применения других функций распределения задания мощности

Поскольку функция распределения мощности ГРАМ – ключевая, то ее изменение может повлечь серьёзные изменения и в систему РУСА, безусловно повлияет на КПД ГЭС и, как следствие, на экономический эффект от по основному критерию.

Для последующих исследований представляет интерес изучение и моделирование таких функций распределения мощности как

1. по минимуму суммарных потерь при различных энергетических характеристиках;
2. по равенству долей диапазонов текущей зоны регулирования.

Задачу 1) можно сформулировать следующим образом:

Распределить задание так, чтобы каждый агрегат оказался загружен на максимальный КПД для текущего напора. Одним из возможных шагов для решения этой задачи можно назвать формирование в системе ГРАМ по каждому агрегату эффективного диапазона, как описано в параграфе 2.4 (Рисунок 18).

Очевидным недостатком такого направления является то, что регулирование частоты в этом случае будет осуществляться за счёт малого количества агрегатов (одного) случаях, а остальные – будут работать с максимальным КПД, это:

Вызовет повышенный износ агрегатов регулирования.

Поставит проблему выбора агрегатов регулирования и ротации таких групповых регуляторов для равномерных наработок.

Снизит скорость регулирования частоты: один агрегат достигнет задания медленнее, чем N агрегатов.

Функция 2) представляется более перспективной, поскольку она учитывает проблему многозонных агрегатов. Принцип заключается в следующем: распределить задание мощности ГЭС так, чтобы все агрегаты были загружены на одинаковый процент от своего диапазона регулирования (внутри одной зоны), когда все агрегаты достигают ограничения, то формируется рекомендация на переход агрегата через зону ограниченной работы, после перехода в другую зону, мощность агрегата изменяется, за счёт этого изменения все остальные агрегаты, находящиеся на групповом регулировании, сходят с ограничения. При этой функции, также важно функционировании системы РУСА, поскольку именно она должна определить оптимальный состав агрегатов для повышения КПД ГЭС. Кроме того, система РУСА должна определять очерёдность переходов агрегатов через зону нежелательной работы.

Таким образом, при любой функции распределения мощности по агрегатам результаты данной работы будут полезны.

5.2 Учет нагрузки на вспомогательное оборудование и линии выдачи мощности

В реальной системе для оперативного управления ГЭС персонал использует дополнительные знания о функциональных и конструктивных особенностях ГЭС, такие как например: одна система маслоснабжения (один МНУ) на несколько агрегатов или особенности схем выдачи мощности.

Приоритет рекомендаций РУСА должен учитывать и равномерно загружать МНУ, то есть рекомендация на пуск должна быть в группе МНУ, где нет работающих агрегатов, нежели у группы, где агрегатов уже 2. Правило продиктовано соображениями надёжности: в случае отказа системы МНУ (а в случае если она загружена максимально вероятность отказа повышается), должно произойти отключение минимального числа агрегатов, соответственно, должно найти минимальное отражение в выработке мощности ГЭС.

Аналогично со схемами выдачи мощности. Эксплуатация ГЭС предполагает иногда переход на ремонтные схемы выдачи мощности, неспособные пропустить

максимальную мощность всех подключенных агрегатов. Соответственно, система РУСА должна выдавать рекомендации с учетом действующих ограничений.

5.3 Учёт реактивной нагрузки агрегатов

В работе ГЭС кроме группового регулирования активной мощности (система ГРАМ) зачастую бывает необходимо регулировать напряжение на системах шин или реактивную мощность (система ГРНРМ). В общем случае каждый агрегат ГЭС может быть подключён и к системе ГРАМ, и к системе ГРНРМ, и одновременно в обеих системах участвовать в групповом регулировании. Принимая во внимание диаграмму мощности турбогенератора, [171] можно сделать вывод о том, что увеличение реактивной мощности, фактически ограничивает сверху диапазон активной мощности гидроагрегата. И наоборот, увеличение активной мощности ограничивает сверху диапазон регулирования реактивной мощности.

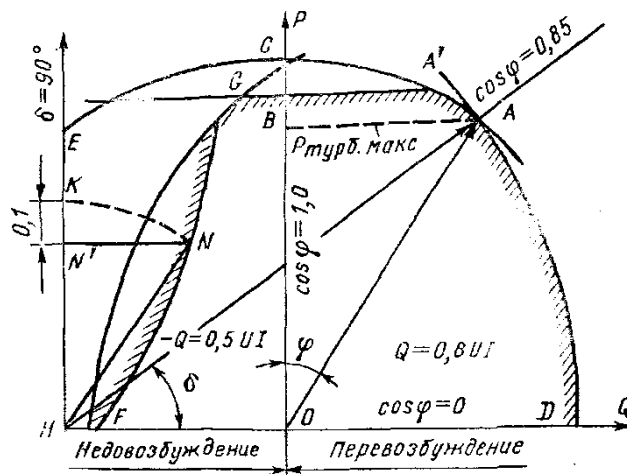


Рисунок 107 - Диаграмма мощности турбогенератора

Таким образом для системы ГРАМ и РУСА соответственно учёт функции ГРНРМ сводится к введению функциональных зависимостей и ограничений вида:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \cos \varphi = \frac{P}{S}$$

где S – полная, P – активная, Q – реактивная мощности, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности. В остальном выше описанная методика полностью подходит.

5.4 Водные ресурсы

Основной критерий системы РУСА состоит в повышении КПД ГЭС, что означает повышение эффективности расходования воды. Вода для ГЭС –

энергоноситель, чем больше воды, тем большее количество энергии потенциально можно выработать, однако сэкономленную воду необходимо хранить, то есть за счёт экономии воды ГЭС, в водохранилище будет расходоваться меньше воды, а это в свою очередь вызывает несколько последствий:

Затопление верхнего бьефа (и территорий выше по течению)

Для каскадных ГЭС поднятие уровня нижнего бьефа у ГЭС выше по течению, как следствие снижение напора, и снижение эффективности верхней ГЭС.

Уменьшение расхода через ГЭС может вызвать уменьшение уровня верхнего бьефа для ГЭС ниже по течению, что приводит к снижению напора и эффективности нижней ГЭС.

В настоящее время диспетчерские графики составляются с учётом возможностей ГЭС и учётом водного режима, однако зачастую для поддержания водного режима вода расходуется неэффективно: либо агрегаты переводятся в режим повышенного расхода воды, как в паводок, либо открывают шлюзы, либо водосбросы. Таким образом, реально сэкономленная вода не означает однозначной прибыли для ГЭС.

Как было показано выше, система РУСА расширяет потенциально возможную выработку на том же количестве воды. Следовательно, для ГЭС, оснащённой системой РУСА выработка, задаваемая системным оператором посредством диспетчерского графика, может быть увеличена, также увеличится и прибыль ГЭС.

Задача в общем виде может быть сформулирована следующим образом: повысить КПД каскада ГЭС с учётом водных ресурсов каждой ГЭС. Модель должна содержать информацию не только о ГА и ГЭС, но и о допустимых уровнях (верхнем и нижнем) водохранилищ, приточности, объём воды в водохранилищах, расходы воды на каждом участке, увеличение объёмов воды за счёт ливней и т.д.

Обозначенные вопросы выходят за рамки представленного исследования и требуют внимательной проработки с аналитиками балансирующего рынка и гидрологов.

Ещё одной задачей, относящейся к регулированию водных ресурсов, является динамическое изменение основного критерия в режиме паводка. Проведённые

исследования по каждой ГЭС показали, что во время паводка агрегаты всех ГЭС работают неэффективно. Паводки могут быть не только связанные с сезонным сходом снега, но и с ливнями. Это объясняется тем обстоятельством, что этот период основной критерий увеличения КПД ГЭС должен быть заменён на альтернативный – увеличение расхода через ГЭС.

Замена этого критерия вручную не требует особых затрат. Более того это должно быть очевидной функцией системы РУСА, чтобы оператор по желанию мог сменить критерий оптимизации. Однако, паводок на каждой ГЭС начинается в разное время, поэтому некий стандартный инструментарий, который автоматически мог бы задать режим работы ГЭС: экономичный или затратный, - был бы полезной функцией для дальнейшего совершенствования автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов.

Схожие задачи решаются в работах [172,173]

5.5 Оптимизация числа изменений состояний ГА ГЭС

В параграфе 3.4.1.4 было показано, как зависит число рекомендаций изменения состояния агрегатов от их длительности на основе реальных ретроспективных данных по нескольким ГЭС. Также в параграфе 3.4.3 приведён расчёт экономической эффективности на основе этих же ретроспективных данных для разных значений параметра длительности актуальности рекомендации.

Задача может быть поставлена так:

необходимо подобрать параметр задержки выполнения рекомендации, после которой будет производиться изменение состояния агрегатов ГЭС, таким образом, чтобы число переключений за год было минимально. Решение этой задачи на ретроспективных данных, позволит определить, какое значение этого параметра было бы оптимальным в прошлом, но не в настоящем. Несмотря на то, что все ГЭС, данные которых использовались в расчётах, имеют годовой цикл, задание за год существенно меняется, задание меняется каждую секунду, поскольку ГЭС регулируют частоту в единой энергосистеме.

На первом этапе применения системы РУСА параметр задержки выполнения рекомендаций может быть задан экспертом-оператором. Однако в перспективе следует исследовать динамичные быстрые методы, которые позволят автоматически устанавливать значение задержку выполнения рекомендаций, в зависимости от планового графика, от водного режима от текущей частоты и т.д.

5.6 Оптимизация критерия повышения КПД ГА ГЭС

Напомним, то что уже было описано в параграфе 2.4. В силу закономерностей функций эксплуатационной, расходной и генераторной характеристик можно было бы подобрать более простую функцию, где

$\frac{Q_{\text{текущее}}}{Q_{\text{оптимальный}}} * N_{\text{оптимальное}} * \eta_{\text{ген}}_{\text{при max}(\eta_{\text{турб}} * \eta_{\text{ген}})}$, тогда гидроагрегат имел бы

только одну точку, в которой потенциальные потери были бы равны 0, достаточно сильно увеличив эффект от системы РУСА, кроме того это бы сделало ненужным выражение (3), упростив вычисления в модели, однако есть несколько идей, которые делают этот вариант практически не применимым:

- 1) Тот факт, что агрегат будет всегда стремиться к единой точке, означает, что для ее достижения агрегат будет очень часто перерегулироваться – крайне сложно установить мощность агрегата в точное значение, поскольку энергосистема есть динамическая система, кроме того уровень воды в водохранилищах также не постоянен, к примеру ветер, может поднять волну, увеличив уровень одного бьефа и, соответственно, изменив напор, таким образом оказать влияние на выработку энергии агрегатами.
- 2) Ещё одно следствие: вся характеристика гидроагрегата неидеальна и любое отклонение от оптимальной точки должно инициировать поиск более оптимального состава агрегатов, что приведёт к значительному увеличению числа изменений состояния агрегатов.

Принимая во внимание эти два замечания с практической точки зрения лучше на первом этапе снизить ожидание от эффекта системы РУСА и при этом исключить однозначно негативные последствия от её реализации.

Задача оптимизация критерия увеличения КПД может быть поставлена на следующем этапе.

5.7 Предиктивная оценка и устаревание оценки состояния агрегата

В параграфе 2.5.8 сформулирован критерий оценки состояния ГА для изменения состава агрегатов следующим образом:

$$\text{на пуск: } D_{ГАi}(Y) \rightarrow \max,$$

$$\text{на останов } D_{ГАi}(Y) \rightarrow \min.$$

Иными словами, предпочтительным к переводу агрегата с индивидуального управления на групповое или предпочтительным к пуску агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров, которого выше.

Симметрично, предпочтительным к переводу агрегата с группового управления на индивидуальное или предпочтительным к останову агрегатом является тот агрегат, достоверность параметров, которого ниже.

Выбор агрегатов из существующих действительно может производиться таким образом, однако было бы ценнее также оценивать состояние агрегатов после того, как будет изменено состояние агрегата. Аналогично тому, как вычисляется значение потенциальных потерь $E(j)_{ГАi}^{РУСА}$ в параграфе 3.2.5.

Состояние агрегата “остановлен” – безопасное, все значения параметров в нормальном режиме будут всегда достоверны (если только не проводятся ремонтные работы), состояние же агрегата “ в работе ” – опасное, и невозможно предсказать значения параметров после изменения состояния, а также в переходных процессах.

Одним из вариантов решения обозначенной проблемы может быть использование для предиктивной оценки последнее состояние агрегата в целевом режиме. Например, агрегат остановлен 2 часа назад, за это время с высокой

уверенностью можно утверждать, что характеристики агрегата не изменились с последнего момента его работы. Таким образом, при выборе агрегатов к пуску можно оценить не только их состояние в настоящий момент, но и будущее состояние агрегатов (как того, который изменяет своё состояние, так и других агрегатов) после того, как изменение состава агрегатов произойдёт. Аналогично и для других изменений состояний: остановов, переходов через зоны и т.д.

Проблемы заключаются в ответах на следующие вопросы:

- 1) в определении временной границы момента, в течение какого времени прошедшее состояние может использоваться для оценки будущего? Как устаревают значение таких оценок?
- 2) Очевидно, что если агрегат был остановлен на ремонт, то использовать его последнее состояние неверно, или агрегат был остановлен неделю, месяц, год назад, или был остановлен аварийно, можно ли его использовать его последнее состояние для оценки его будущего?

5.8 Исследование характерного задания мощности ГРАМ

Задание ГРАМ ГЭС формируется в первую очередь для удовлетворения нужд потребителей электрической энергии, именно регулирование выработкой ГЭС приводит к балансу спроса и предложения участников рынка электрической энергии.

В исследовании характерного задания ГРАМ можно обозначить поиск закономерностей в формировании или величине задания ГРАМ и, следовательно в рекомендациях системы РУСА, в зависимости:

- От подключенных потребителей;
- От времени:
 - времени суток;
 - рабочий-выходной день;
 - сезон.

Моделирование потребления электроэнергии предприятий – тема, связанная в первую очередь с энергоменеджментом, – управлением энергопотреблением предприятий для оптимизации затрат. Моделирование потребления предприятий осуществляется для выстраивания, группировки частей техпроцессов предприятия для того, чтобы снизить расходы на эклектическую энергию. Эта тема стимулируется наличием государственного стандарта ГОСТ Р ИСО 50001[174] и ей посвящено множество современных работ в различных отраслях промышленности: горной [175], металлургической [176], энергетике [177, 178,179] и других.

Иллюстрация закономерностей эффекта от системы РУСА в зависимости от времени суток и рабочие и выходные дни января на основе одноминутных данных приведены ниже (Рисунок 108). По графикам видно, что в рабочий день активность начинается около 7:12 утра и заканчивается около 22:00 вечера, в выходные эффект начинается только в 10:00 утра, а заканчивается примерно также около 22:00.

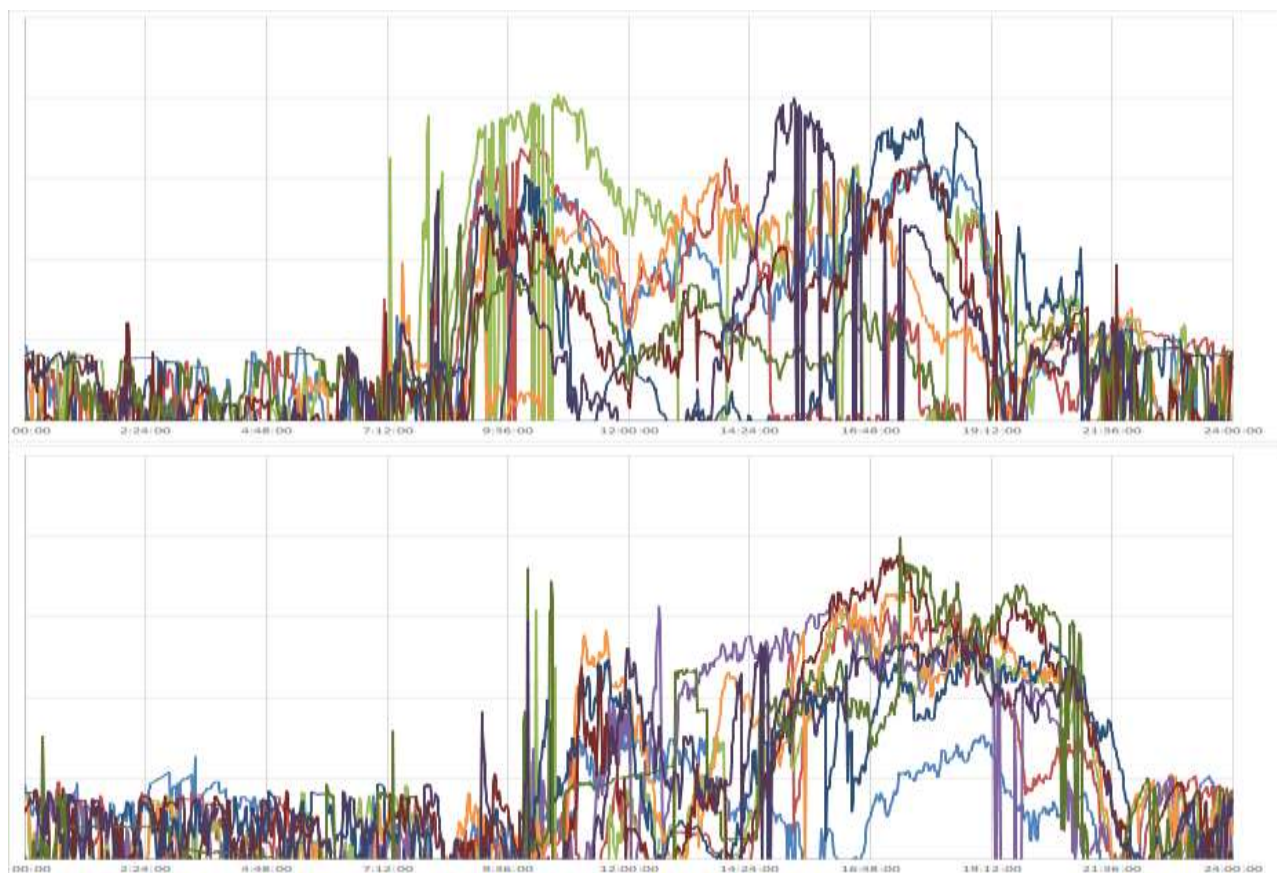


Рисунок 108 Эффект от рекомендации РУСА в рабочие (верхний график) и в выходные дни (нижний график) января

5.9 Поиск путей интеграции с ситуационным подходом

В работе, описывающей ситуационный подход к управлению составом и режимом гидроагрегатов, приведена классификация [28, 180], позволяющая проставить веса для предупредительных сигналов в зависимости от узла агрегата, проведение подобных исследований и выявление общих закономерностей по другим ГЭС позволило бы использовать эти веса учесть в оценивании эксплуатационного состояния ГА.

Таблица 36
Суммарные «веса» предупредительных защит по элементам агрегатного блока в процентах

| Элемент агрегатного блока | Гидроэлектростанция | | |
|--|---------------------|--------------|------------|
| | Новосибирская | Красноярская | Воткинская |
| Блочный трансформатор | 24,17 | 26,48 | 22,43 |
| Обмотка генератора | 13,12 | 20,64 | 17,31 |
| Подпятник генератора | 18,21 | 17,01 | 14,31 |
| Подшипник генератора | 11,48 | 9,05 | 10,01 |
| Сумма «веса» | 66,98 | 73,18 | 64,06 |
| Турбина | 5,8 | 6,74 | 5,61 |
| Турбинный подшипник | 4,27 | 3,77 | 6,34 |
| Прочие элементы и вспомогательное оборудование в сумме | 22,95 | 16,31 | 23,99 |

5.10 Основные выводы и рекомендации

В главе рассмотрены интересные на взгляд автора, перспективные направления развития исследовательских работ, обозначены постановки задач, проблемы и возможные варианты решений.

Заключение

1. Показано, что развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления ГЭС, включающих оптимальное оперативное управление составом задействованных агрегатов и распределение активной мощности между агрегатами в перспективе планового задания на ГЭС с учетом масштаба задач, сложности алгоритмов управления, возможности перехода ГА через зоны ограниченной работы, совместной работы агрегатов с различающимися эксплуатационными характеристиками, неполноты описаний агрегатов, частичной неопределенности в периодичности включений/отключений агрегатов, режимного динамизма, влияния внешней среды, нелинейностей характеристик, критериев надёжности и состояния агрегатов, экономической целесообразности, эффективности составов оборудования, ограничений по отклонениям от заданной мощности, обеспечения резервов регулирования на загрузку и разгрузку активной мощности, равномерного распределения износа ресурсов в установившихся режимах и переходных процессах, актуально и имеет важное значение для научной специальности по автоматизации и управлению, гидроэнергетики. Оптимизация оперативного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС повышает качество управления ГЭС, каскада ГЭС, создает основу улучшения управления энергосистемой страны.
2. Обоснована методология определения эталонного состояния ГА, учитывающая показатель эффективности, основанный на потенциальных потерях выработки ГА от вынужденной работы на неоптимальном КПД по сравнению с выработкой того же объема воды на максимальном КПД, и показатели, характеризующие состояние ГА на основе разработанной комплексной функционально-ориентированной модели гидроагрегата, моделирующая основные статические и динамические характеристики ГА. Предложена методика

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

3. Развита теоретическая постановка и определено эталонное состояние ГЭС, основанное на многокритериальной оптимизации по критериям эффективности и оценке состояния агрегатов ГЭС. Сформулирован оригинальный критерий эффективности ГЭС, в основе которого использована сумма потенциальных потерь выработки агрегатов. Созданы модели систем группового регулирования активной мощностью ГЭС, предложено изменение функций распределения мощности системы ГРАМ для повышения эффективности ГЭС. Проведена апробация системы ГРАМ с функцией долевого равенства отклонений от максимального КПД ГА.
4. Предложена методология формализованного описания автоматизированной системы РУСА на основе уточненных моделей структуры, архитектуры состава и функций агрегатов, взаимосвязи компонентов системы. Формализованные методы создания моделей системы РУСА ГЭС, в отличие от существующих методов, учитывают эффект повышения КПД ГЭС, минимизируют на основе функционально-ориентированных моделей технологического процесса риски нештатных ситуаций ГА, облегченно автоматизируются и адаптируются для конкретной ГЭС.

5. Разработана концепция интегрированного управления агрегатами ГЭС по критериям эффективности и оценки состояния агрегатов, включающая методики и алгоритмы оптимизации состава агрегатов, сотрудничающей с системой ГРАМ и способной в режиме реального времени выдавать рекомендации оператору (как совет) или автоматически в систему группового регулирования мощности (как сигналы управления). Рекомендации формируются на основании критериев эффективности ГЭС и оценок текущего состояния ГА. Оценено время реакции РУСА: не требуется формировать рекомендации по изменению состава чаще чем раз в минуту. Проведена апробация модели РУСА на данных четырех реальных ГЭС за значительный период времени. Созданы модели 4 ГЭС, с общим числом агрегатов 56 с различными типами эксплуатационных и расходных характеристик. Предложенная методика представляет интервальную оценку от минимального однократного изменения состава агрегатов до максимально достижимого повышения КПД ГЭС. Показано, что модели и методика адекватны реальным системам. Описано влияние задержки принятия решения об изменении состава агрегата на эффективность ГЭС. Предложен адаптивный алгоритм выбора задержки.
6. Разработана методика экономического обоснования и исследована экономическая эффективность автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов. Проведён расчёт для четырёх ГЭС на основе данных реальных АСУТП ГЭС за год. Полученные результаты свидетельствуют, что для ГЭС из 24 агрегатов ежегодный эффект достигает 51 млн. руб., для ГЭС из 8 агрегатов – 62 млн. руб., для ГЭС из 20 агрегатов – 50,6 млн. руб., для ГЭС из 6 агрегатов – 27 млн. руб. Оценки проведены при разной задержке принятия решения, полученной на основе данных о длительности актуальности рекомендации из моделей РУСА. Отмечено, что при увеличении задержки принятия решения, экономический эффект от

РУСА уменьшается. Кроме достижения экономического эффекта от работы всех агрегатов на максимальном КПД в функции системы РУСА заложена ротация основного оборудования, учет состояния и тенденций изменения параметров гидроагрегатов (температуры, вибрации), эффект от которых в настоящий момент сложно оценить.

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

Степень решения поставленных задач и уровень полученных результатов в развитии теоретических основ и реализации автоматизированного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов ГЭС в целях повышения качества управления и эффективности ГЭС свидетельствуют о

достижении цели диссертационной работы. Изложены новые научно обоснованные технические и технологические решения, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны.

Приложения. Акты.

Утверждено
 Главный инженер филиала
 ПАО «РусГидро» - «Камская ГЭС»

 Дворников С.В.

«14» декабря 2018 г.

АКТ о внедрении результатов диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук

Комиссия в составе:

| | |
|--|---------------|
| Должность | Ф.И.О. |
| Заместитель главного инженера по эксплуатации, председатель комиссии | Елин А.В. |
| Начальник службы технологических систем управления (СТСУ) | Пирожков А.Т. |
| Заместитель начальника СТСУ | Веснин Д.А. |

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Захарченко В.Е. “ Развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС”, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук использованы в деятельности филиала ПАО «РусГидро» - «Камская ГЭС» при оперативном управлении гидроагрегатами.

На основе разработанных моделей и программного комплекса РУСА Камской ГЭС реализуется функция оперативного советчика по изменению состава оборудования ГЭС, участвующего в отработке планового задания от Системного оператора, ведении режима ГЭС. При этом рекомендации системы нацелены на: повышение КПД гидроагрегатов и станции в целом, равномерное распределение наработок, числа включений и отключений среди агрегатов и прочее.

В перспективе возможно использование разработанных методики, моделей и программного комплекса для

1. Автоматического управления составом агрегатов;
2. Обучения персонала на основе модельных значений.

Должность
 Заместитель главного инженера по эксплуатации,
 председатель комиссии



Подпись

Ф.И.О.
 Елин А.В.



АКТ
о внедрении результатов диссертации
на соискание ученой степени
доктора технических наук
Захарченко Виталия Евгеньевича

Комиссия в составе:

| | |
|---|----------------|
| Должность | Ф.И.О. |
| Начальник службы технологических систем управления (СТСУ) | Росляков С.В. |
| Инженер участка технологической автоматики и возбуждения (ТАиВ) | Меньшаков С.В. |

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Захарченко Виталия Евгеньевича “Развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС”, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук использованы в деятельности филиала ОАО «РусГидро» - «Камская ГЭС» при разработке методов и средств расчета параметров эффективности работы гидроагрегата (ГА) в комплексной автоматизированной системе управления технологическим процессом ГЭС, консолидирующей данные всех систем управления в едином информационном пространстве.


Использование разработанных моделей позволяет в реальном времени оценивать эксплуатационные параметры гидроагрегатов: КПД турбины, КПД генератора, расход воды через турбину на основе заводских эксплуатационных характеристик ГА, наработки в режиме работы, оценивать состояние агрегатов по наличию сигнализаций.

В перспективе возможно использование разработанных методик и моделей для создания автоматизированной системы оперативного рационального управления гидроагрегатами ГЭС, позволяющей

1. Повысить эффективность и КПД гидроэлектростанции;
2. Выполнять ротацию работающего оборудования с равномерным распределением нагрузки;
3. Повысить безопасность работающих агрегатов;
4. Проводить обучение эксплуатирующего и оперативного персонала на основе модели.

Однако в настоящее время внедрение такой системы не позволит достичь расчетного эффекта в связи с исторически сложившимся характером работы ГЭС.

| | | |
|----------------------|---------|----------------|
| Должность | Подпись | Ф.И.О. |
| Начальник СТСУ | | Росляков С.В. |
| Инженер участка ТАиВ | | Меньшаков С.В. |

Утверждаю
 И.о. главного инженера
 Филиала ПАО «РусГидро»
 — «Жигулевская ГЭС»
 Богданов А.И.

«18» декабря 2018 г.

АКТ
о внедрении результатов диссертации
на соискание ученой степени
доктора технических наук
Захарченко Виталия Евгеньевича

Комиссия в составе:

| | |
|---|----------------|
| Начальник службы технологических систем управления (СТСУ) | Чернов Н.Н. |
| Начальник участка автоматики и возбуждения (УАиВ) | Панкратов А.В. |

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Захарченко Виталия Евгеньевича “Развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления активной мощностью и составом агрегатов ГЭС”, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук использованы в деятельности филиала ОАО «РусГидро» - «Камская ГЭС» при разработке методов и средств расчета параметров эффективности работы гидроагрегата (ГА) в комплексной автоматизированной системе управления технологическим процессом ГЭС, консолидирующей данные всех систем управления в едином информационном пространстве.

Использование разработанных моделей позволяет в реальном времени оценивать эксплуатационные параметры гидроагрегатов: КПД турбины, КПД генератора, расход воды через турбину на основе заводских эксплуатационных характеристик ГА, наработки в режимах работы, оценивать состояние агрегатов по наличию сигнализаций.

В перспективе возможно использование разработанных методики и моделей для создания автоматизированной системы оперативного рационального управления гидроагрегатами ГЭС, позволяющей

1. Повысить эффективность и КПД гидроэлектростанции;
2. Выполнять ротацию работающего оборудования с равномерным распределением нагрузки;
3. Повысить безопасность работающих агрегатов;
4. Проводить обучение эксплуатирующего и оперативного персонала на основе модели.

Однако в настоящее время внедрение такой системы не позволит достичь расчетного эффекта в связи с исторически сложившимся характером работы ГЭС.

Начальник СТСУ
 Начальник участка УАиВ



Чернов Н.Н.
 Панкратов А.В.

Утверждаю:

Директор

ЧУДПО «Институт промышленной
автоматизации»

Илларионов А.В.

2021 г.

АКТ

**о внедрении результатов диссертации
на соискание ученой степени
доктора технических наук
Захарченко Виталия Евгеньевича**

Комиссия в составе:

Должность

Ведущий экономист

Ведущий менеджер отдела обучения

Ф.И.О.

Илларионова М.А.

Русавская И.Ю.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Захарченко В.Е. «РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ И РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГЭС», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук использованы в учебном процессе ЧУДПО «Институт промышленной автоматизации». Различные положения работы нашли отражение в следующих курсах:

1. Захарченко В.Е. «SIMATIC. Контроллеры. Базовый курс», 2012
2. Захарченко В.Е. «SIMATIC. Контроллеры. Расширенный курс», 2013
3. Под. ред. Захарченко В.Е. «SIMATIC TIA Portal. Базовый курс», 2017
4. Под. ред. Захарченко В.Е. «SIMATIC TIA Portal. Расширенный курс», 2018
5. Под. ред. Захарченко В.Е. «Системы диспетчерского управления и передачи данных», 2016
6. Под. ред. Захарченко В.Е. «Моделирование для систем автоматизации на основе Siemens SIMATIC», 2018
7. Под. ред. Захарченко В.Е. «Станции оператора SIMATIC HMI», 2018
8. Под. ред. Захарченко В.Е. «Контроллеры Regul. Базовый курс», 2020
9. Под. ред. Захарченко В.Е. «Системы диспетчерского управления и передачи данных (АСОКУ)», 2020

Курсы содержат необходимый и достаточный материал для создания моделей в среде программирования контроллеров и на платформе создания систем диспетчеризации технологических процессов. В перспективе возможно использование разработанных методик, моделей и программного комплекса в рамках других курсов, а также для создания стендов с различными объектами управления.

Должность

Ведущий экономист

Ведущий менеджер отдела обучения

Подпись

Ф.И.О.

Илларионова М.А.

Русавская И.Ю.

Список источников

- 1 **Основные характеристики Российской электроэнергетики** [Online]// Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации <https://minenergo.gov.ru/node/532>
- 2 **Группа РусГидро публикует операционные результаты за 4 квартал и 2020 год** [Online]// Официальный сайт ПАО “РусГидро” http://www.rushydro.ru/investors/IR_news/112676.html
- 3 **ОАО «РусГидро» ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА, 2011 – 72 с.**
- 4 **ОАО «РусГидро» ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА, 2020 – 162 с.**
- 5 **Конкурс студенческих проектов «Энергия развития»** [Online]// <https://scijob.ru/grant/1027>
- 6 **Акт технического расследования причин аварии, произошедшей 17.08.2009 года в филиале Открытого Акционерного Общества “РусГидро”-“Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного”** [Online]// Официальный сайт ПАО “РусГидро” <http://www.rushydro.ru/file/main/global/press/news/8526.html/Act6.pdf>
- 7 **Итоговый доклад парламентской комиссии по расследованию обстоятельств, связанных с возникновением чрезвычайной ситуации техногенного характера на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года** [Online]// <https://open-era.ru/storage/solexun/files/act.pdf>
- 8 **Урин В.Д., Кутлер П.П.** Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем, “Энергия”, Москва, 1974 – 135 с.
- 9 **Кулабухов С. Ю.** Дискретная математика (конспект лекций), Шахты, 2006, - 150 с.
- 10 **Бушуев В.В., Новиков Н.Л., Новиков А.Н.** Цифровизация экономики и энергетики: перспективы и проблемы // ЭКОНОМИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ №6, 2019- 96-105с.
- 11 **«Индустрия 4.0»: создание цифрового предприятия** [Online]// https://www.pwc.ru/ru/technology/assets/global_industry-2016_rus.pdf - 12с.
- 12 **ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.** - М. : Издательство стандартов, 1992 г.
- 13 **РД 153-34.1-35.127-2002.** Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУТП тепловых электростанций. - М. : Издательство стандартов, 2002 г.
- 14 **ГОСТ 28195-89** Оценка качества программных средств. Общие положения. - Москва : ИПК Издательство стандартов, 2001 г.. - стр. 31.
- 15 **Вентцель Е.С.** Теория вероятностей [Книга]. - М. : Наука, 1969. - стр. 564.
- 16 **Бурденков В.Г.** Автоматика, телемеханика и передача данных в энергосистемах [Книга]. - 1988. - стр. 336.
- 17 **Кульба В. В., Ковалевский С. С. и Шелков А. Б.** Достоверность и сохранность данных в АСУ- М. : СИНТЕГ, 2003. - 2-е издание : стр. 500.

- 18 Мамиконов А. Г., Кульба В. В. и Шелков А. Б.** Достоверность, защита и резервирование информации в АСУ [Книга]. - М. : Энергоатомиздат, 1986. - стр. 303.
- 19 Мельников Ю.Н.** Достоверность информации в сложных системах. [Книга]. - М. : Сов.радио, 1973. - стр. 192.
- 20 Андриевский Б.Р., Балашов М.В., Бахтадзе Н.Н., Галяев А.А., Глумов В.М., Губко М.В., Емельянова Ю.П., Карабутов Н.Н., Коргин Н.А., Кудинов Ю.И., Кушнер А.Г., Лотоцкий В.А., Макаренко А.В., Матвеев А.С., Пакшин П.В., Новиков Д.А., Пащенко Ф.Ф., Рубинович Е.Я., Тремба А.А., Чеботарев П.Ю., Честнов В.Н., Ядыкин И.Б., Петросян Л.А.** Теория управления (дополнительные главы). М.: Издательская группа URSS, ООО «ЛЕНАНД», ИПУ РАН, 2019. – 546 с.
- 21 Симонович С.В.** Информатика. Базовый курс [Книга] / ред. С.В.Симонович. - СПб : Питер, 1999. - стр. 638.
- 22 Бауэр Ф. Л. и Гооз Г.** Информатика. Вводный курс. В 2-х ч. [Книга]. - М. : Мир, 1990. - стр. 336.
- 23 POLARCOM** Автоматика и робототехника. Проект SEVA (SEnsor VALidation — самоконтроль датчиков) [Online] // Автоматика и робототехника. Проект SEVA. - 2000? г.. - 02 08 2002 г.. - http://home.polarcom.ru/~vvtsv/ref2000/r017_2.htm.
- 24 OPC Foundation** www.OPCFoundation.org [Online] // Industry Standard Specification OPC Overview. - OPC Foundation, 10 27, 1998. - 2007. - www.OPCFoundation.org. - – 16p.
- 25 Горелик Т.Г. [и др.]** Автоматизация энергообъектов с использованием современных средств информационного обмена [Конференция] // Релейная защита и автоматика энергосистем 2009. - Москва : [б.н.], 2009.
- 26 РД 153-34.0-35.519-98** ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УПРАВЛЯЮЩИМ ПОДСИСТЕМАМ АГРЕГАТНОГО И СТАНЦИОННОГО УРОВНЕЙ АСУТП ГЭС, 1999 г.. - стр. 14.
- 27 Филиппова Т.А.** “Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов электростанций”, “Энергия”, Москва, 1975 – 207с.
- 28 Секретарев Ю.А., Жданович А.А., К.Ю. Мосин** “Ситуационное управление составом и режимами гидроагрегатов на электростанциях” Монография, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, Саяногорск-Черёмушки, 2013 – 151с
- 29 Урин, В. Д.** Опыт разработки и эксплуатации автооператоров гидростанций / В. Д. Урин. – М., 1969. – 100 с.
- 30 Кожевников Н.Н.** Устройство и эксплуатация оборудования гидроэлектростанций [Книга]. - М. : Высш. шк, 1985. - стр. 199.
- 31 Д.С.Щавелев,** Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции), Л., 1981
- 32**Список гидроэлектростанций России [Online] https://ru.wikipedia.org/wiki/Список_гидроэлектростанций_России
- 33 Урин, В. Д.** Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем / В. Д. Урин, П. П. Кутлер. – М., 1980. – 136с.

- 34 Ларионов, В. С.** Статистические модели идентификации энергетических характеристик в АСУ ГЭС / В. С. Ларионов // Автореферат дис. канд. техн. наук. – Новосибирск, 1977.
- 35 Агеев, М. И.** Библиотека алгоритмов: справочное пособие / М. И. Агеев, В. П. Алик, И. Марков. – М., 1981. – Вып. 4. – 184 с.
- 36 Д.С.Щавелев,** Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции), Л., 1981
- 37 Zakharchenko V.E.** Modeling of operating HPP units' state rational control system // Journal of Physics: Conference Series. 2018. Vol. 1111. Number 1.
- 38 Franke R.** Scattered Data Interpolation: Tests of Some Methods*// MATHEMATICS OF COMPUTATION VOLUME 38, NUMBER 157 JANUARY 1982, pp182-200
- 39 Shepard D.** A Two-Dimensional Interpolation Function for Irregularly Spaced Data, Proc. 23rd Nat. Conf. ACM, 1968, pp. 517-523
- 40 Dell' Accio, Francesco & Di Tommaso, Filomena** Scattered data interpolation by Shepard's like methods: Classical results and recent advances. Dolomites Research Notes on Approximation. 9, 2016, pp 32-44.
- 41 Kovartsev A, Nazarova A, Zakharchenko V** Approximation of hydraulic turbine performance characteristics using optimal splines and neural networks// Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1652.
- 42 Коварцев А.Н.** Представление в расчётах на ЭВМ обобщённых характеристик компрессоров ГТД с помощью многомерного параболического сплайна со свободными граничными условиями [Текст] / А.Н. Коварцев // Проектирование и доводка авиационных газотурбинных двигателей. - Куйбышев: КуАИ, 1983.- С. 25-31.
- 43 Хайкин С.** Нейронные сети: полный курс. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2006. - 1104.
- 44 Коварцев А.Н., Попова-Коварцева Д.А., Аболмасов П.В.** Исследование эффективности глобальной параллельной оптимизации функций многих переменных // Вестник ННГУ.-2013. - №3 (1). - С. 252-261.
- 45 Коварцев А.Н., Попова-Коварцева Д.А.** К вопросу об эффективности параллельных алгоритмов глобальной оптимизации функций многих переменных. // Компьютерная оптика. – 2011. - Т.35, №2. – С.256-261.
- 46 Коварцев А. Н.** Вычислительная математика / Самара : Офорт, 2011. - 230 с
- 47 СТО РусГидро 06.01.99-2013** Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды, Москва, 2013 - 92 с
- 48 Alexander Kovartsev, Anastasia Nazarova and Vitaliy Zakharchenko** Restoration of hydraulic turbine performance characteristics on a few observations// Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1745, 9с.
- 49 Фурсов В.А.** Идентификация систем по малому числу наблюдений / В.А.Фурсов. – Самара: Самар. гос. аэрокосм. ун-т. 2007. – 80 с.
- 50 Маслов В.Г., Кузьмичев В.С., Коварцев А.Н., Григорьев В.А.** Теория и методы начальных этапов проектирования авиационных ГТД / - Самара: Самар. гос. аэрокосм. ун-т, 1996. 147 с.
- 51 Коварцев А.Н., Назарова А.А.** Представление в ЭВМ эксплуатационных характеристик гидротурбины с помощью оптимальных сплайнов. / А.Н.

- Коварцев, А.А. Назарова // Сборник трудов ИТНТ-2019: V междунар. конф. и молодеж. шк. «Информ. технологии и нанотехнологий». Самара, 2019
- 52 Захарченко В.Е., Сидоров А.А.** “Оценка достоверности параметров контроля и управления АСУТП. Функционально-ориентированные модели” Монография – Lambert Academic Publishing, 2012 – стр. 182.
- 53 Page I.** Hardware Compilation, Configurable Platforms and ASICs for Self-validating Sensors [Book]. - Oxford : Oxford University Computing Laboratory, 1997. - p. 11.
- 54 Henry M.** Recent developments in self-validating (SEVA) sensors [Article] // Sensor Review. - 2001. - 1 : Vol. 21. - pp. 16 – 22.
- 55 Генри М.** Самоаттестующиеся датчики [Статья] // Датчики и системы. - 2002 г.. - 1. - стр. 51–60.
- 56 Пронин А.Н., Сапожникова К.В. и Тайманов Р.Е.** Контроль достоверности информации поступающей от датчиков. [Статья] // Датчики и системы. - 2008 г.. - 8. - стр. 58-63.
- 57 Дружинин Г.В.** Надёжность систем автоматики [Книга]. - М. : Энергия, 1967. - стр. 528.
- 58 Дианов В.Н.** Диагностика и надёжность автоматических систем: учебное пособие [Книга]. - М. : МГИУ, 2005. - 2 - изд. : стр. 160.
- 59 Пархоменко П.П. и Согомоян Е.С.** Основы технической диагностики (оптимизация алгоритмов диагностирования, аппаратные средства) [Книга]. - М. : Энергоиздат, 1981. - стр. 320.
- 60 ГОСТ Р МЭК 60870-5-104** Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей, - Госстандарт, 2004, стр 45.
- 61 Шопин А.Г.** Оценка достоверности устаревающих значений в диспетчерских системах. : Дис. канд. тех. наук. - Самара : Самарский муниципальный университет Наяновой, 2003 г.. - стр. 149.
- 62 Makridakis S. G., Wheelwright S. C. и McGee V. E.** Forecasting: Methods and applications [Книга]. - New York : Wiley, 1983. - 2nd ed. : стр. 923.
- 63 Боровиков В.П. и Ивченко Г.И.** Учебник по математической статистике с упражнениями в системе STATISTICA [Online] // STATISTICA. - 2001? г.. – 04.04.2007 г.. - <http://www.statsoft.ru/home/portal/textbook2/default.htm>.
- 64 Малышев Н.Г., Берштейн Л.С. и Боженюк А.В.** Нечеткие модели для экспертных систем в САПР [Книга]. - М. : Энергоатомиздат, 1991. - стр. 264.
- 65 Люггер Джордж Ф.** Искусственный интеллект. Стратегии и методы решения сложных проблем [Книга]. - Москва : Вильямс, 2003. - стр. 864.
- 66 Советов Б.Я. и Яковлев С.А.** Моделирование систем [Книга]. - М. : Высш. Шк, 1985. - стр. 271.
- 67 Захарченко В.Е.** Имитационная модель гидроагрегата для тестирования алгоритмов АСУТП [Статья] // Автоматизация в промышленности. - 2007 г.. - №7. - стр. 37-40.
- 68 SIEMENS AG SIMATIC S7. Fuzzy Control. User Manual.** [Book]. - Nürnberg : SIEMENS AG, 1996. - p. 106.

- 69 Пивкин В. Я., Бакулин Е. П. и Кореньков Д. И.** Нечеткие множества в системах управления. Учебное пособие. [Книга]. - Томск : Томский государственный университет, 2001. - стр. 42.
- 70 Сидоров А.А. и Шерешевский Л.А.** Применение модели потоковых вычислений с автовалидацией для контроля точности и достоверности данных в распределенных системах сбора и обработки информации [Статья] // Электронный журнал "Исследовано в России". - 2002 г.. - 12. - стр. 2248-2257. - <http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2002/205.pdf> от 17.09.2005.
- 71 Вавилов А.А.** Имитационное моделирование производственных систем [Книга]. - Москва, Берлин : Машиностроение, Техника, 1983. - стр. 416.
- 72 ГОСТ 24.701-86** Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения. - М. : Издательство стандартов, 1987 г.. - стр. 17.
- 73 Canfora G. and Troiano L.** Industrial applications: The importance of dealing with uncertainty in the evaluation of software engineering methods and tools [Conference] // Proceedings of the 14th international conference on Software engineering and knowledge engineering. - NY, USA : ACM Press, 2002.
- 74 АСНЕСА** Process Instrumentation and Control. [Conference] // International Meeting on Chemical Engineering, Environmental Protection and Biotechnology. - Frankfurt am Main : [s.n.], 2000. - p. 7. - Trend Report No. 6.
- 75 Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К. и Соловьёв Ю.К.** Математические методы в теории надёжности [Книга]. - М. : Наука, 1965. - стр. 524.
- 76 ГОСТ Р 51901-2002** Управление надежностью. Анализ риска технологических систем. - М. : Издательство стандартов, 2002 г.. - стр. 22 .
- 77 РД 03-418-01** Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов [Статья]. - [б.м.] : Госгортехнадзор России, 2001 г.. - 10. - стр. 40-50.
- 78 Захарченко В.Е.** Организация интерфейса между АСУТП и MES\ERP-системами в распределённой среде предприятия [Статья] // Мир компьютерной автоматизации. - 2005 г.. - 4. - стр. 20-22.
- 79 Фролов Е.Б. и Загидуллин Р.Р.** MES-системы, как они есть или эволюция систем планирования производства. //Лабораторные информационные системы и системы управления производством [Журнал] // LIMS&MES. Сборник статей 2008. - 2008 г.. - стр. 24-41.
- 80 Сквайрс Дж.** Практическая физика [Книга]. - М. : Мир, 1971. - стр. 246.
- 81 Тюрин Н.И.** Введение в метрологию [Книга]. - М. : Изд-во стандартов, 1976. - стр. 210.
- 82 Новицкий П.В.** Основы информационной теории измерительных устройств [Книга]. - Л. : Энергия, 1968. - стр. 248 .
- 83 Алтунин А.Е. и Семухин М.В.** Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях [Книга]. - Тюмень : Издательство Тюменского государственного университета, 2000. - стр. 352.
- 84 Хромин А.А.** Проблема «Искусственного интеллекта» [Online] // Проект, посвященный проблемам автоматизации структурно-параметрического синтеза. - 21 09 2008 г.. - <http://structuralist.narod.ru/articles/ai.htm>.

- 85 Шерешевский Л.А. и Сидоров А.А.** Методика контроля точности и достоверности расчетных данных в распределенных системах мониторинга и автоматизированного управления [Статья] // Известия Самарского научного центра РАН. - Самара : [б.н.], 2002 г.. - 1.
- 86 Бурдун Г.Д. и Марков Б.Н.** Основы метрологии [Книга]. - М. : Изд-во стандартов, 1975. - стр. 335.
- 87 Кудряшова Ж.Ф., Рабинович С.Г. и Резник К.А.** Методы обработки результатов наблюдений при измерениях [Журнал] // Труды метрологических институтов СССР. - Москва-Ленинград : Издательство стандартов, 1972 г.. - Вып. 134(194).
- 88 Соловьев В.А. и Яхонтова В.Е.** Элементарные методы обработки результатов измерений [Книга]. - Л. : Изд-во ЛГУ, 1977. - стр. 72.
- 89 Гуревич М.А.** Основы физического эксперимента [Книга]. - Л. : Наука, 1977.
- 90 Сидоров А.А. и Захарченко В.Е.** Оценка достоверности значений параметров АСУТП на основе синхронных моделей [Журнал] // Проблемы управления. - Москва : [б.н.], 2010 г.. - 2. - стр. 61-68.
- 91 Захарченко В.Е.** Контроль достоверности параметров АСУТП [Статья] // Автоматизация в промышленности. - Москва : [б.н.], 2008 г.. - №7. - стр. 37-40.
- 92 Forrester Jay W.** Industrial Dynamics [Книга]. - Cambridge : MIT Press, 1961. - p. 479.
- 93 Форрестер Дж.** Мировая динамика [Книга]. - М. : Наука, 1978. - стр. 340.
- 94 Harel D.** Statecharts: A Visual Formalism for Complex Systems [Article] // Science of Computer Programming. - 1987. - 3 : Vol. 8. - pp. 231-274.
- 95 Парийская Е.Ю.** Сравнительный анализ математических моделей и подходов к моделированию непрерывно-дискретных систем. [Статья] // Дифференциальные уравнения и процессы управления. Электронный журнал. - 1997 г.. - №1. - <http://www.neva.ru/journal/pdf/1997/j004.pdf> от 7.05.2008.
- 96 Booch G., Jacobson I. and Rumbaugh J.** The Unified Modeling Language for Object-Oriented Development // Documentation Set Version 1.1. - September 1997.
- 97 Bran V. Selic** The theory and practice of modern modeling language design for model-based software engineering // AOSD'11 New York, NY, USA – 2011г – pp 53-54
- 98 Bran Selic** Real-time object-oriented modeling// John Wiley & Sons, Inc. , New York, NY, USA – 1994 – p. 525
- 99 Бусленко Н.П.** Моделирование сложных систем. [Книга]. - М. : Наука, 1978. - стр. 399.
- 100 Карпов Ю.Г.** Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5. [Книга]. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - стр. 400.
- 101 Бенькович Е.С., Колесов Ю.Б. и Сениченков Ю.Б.** Практическое моделирование динамических систем [Книга]. - СПб : БХВ-Петербург, 2002. - стр. 444.
- 102 Шокин И.Ю.** Интервальный анализ [Книга]. - М. : Наука, 1981. - стр. 112 .
- 103 Нариньяни А.С. [и др.]** Программирование в ограничениях и недоопределенные модели [Статья] // Информационные технологии. - М. : Издательство «Новые технологии», 1998 г.. - 7. - стр. 13-22.

- 104 Захарченко В. Е.** Имитационные модели объектов управления для тестирования алгоритмов АСУТП//Лабораторные информационные системы и системы управления производством. [Журнал] // LIMS&MES. Сборник статей. - Москва : Маркетинг. Информационные технологии, 2008 г.. - стр. 82-89.
- 105 Прохоров Ю.В. и Розанов Ю.А.** Теория вероятностей. (Основные понятия. Предельные теоремы. Случайные процессы.) [Книга]. - М. : Наука, 1973. - стр. 496.
- 106 Дубровский С.А. и Толстова Т.А.** О ненормальности нормального закона распределения [Конференция] // Материалы Всероссийской электронной конференции "Современная металлургия". - 2001. - http://elcomet.chat.ru/synerg/syn_2.htm от 21.06.05.
- 107 Орлов А.И.** Часто ли распределение результатов наблюдений является нормальным? [Журнал] // Заводская лаборатория. - 1991 г.. - №7 : Т. 57. - стр. 64-66.
- 108 Гамм А.З.** Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем [Книга]. - Новосибирск : Наука, 1993. - стр. 132.
- 109 Илюшин В.Б. и Кузьмин А.Б.** Статистические критерии обнаружения отказа [Статья] // Автоматика и телемеханика. - 2000 г.. - №6. - стр. 171-175.
- 110 Bernat A. [et al.]** What are interval computations, and how are they related to quality in manufacturing? [Conference] // Proceedings of International Workshop on Applications of Interval Computations APIC'95. - El Paso : [s.n.], 1995. - pp. 10-12.
- 111 Krämer W. and Bantle A.** Automatic Forward Error Analysis for Floating Point Algorithms [Article] // Reliable Computing. - 2001. - №7 (4). - pp. 321-340.
- 112 Лю Б.** Теория и практика неопределённого программирования [Книга]. - М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2005. - стр. 416. - серия "Адаптивные и интеллектуальные системы".
- 113 Добронев Б.С.** Интервальная математика [Книга]. - Красноярск : Красноярский государственный университет, 2004. - стр. 216.
- 114 Kreinovich V., Mayer G and Starks S** On a Theoretical Justification of The Choice of Epsilon-Inflation in PASCAL-XSC [Article] // Reliable Computing. - 1997. - 3. - pp. 437-452.
- 115 Кулиш У. [и др.]** Достоверные вычисления. Базовые численные методы [Книга]. - Москва – Ижевск : НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2005. - стр. 496.
- 116 Neumaier A** Interval Methods for Systems of Equations [Book]. - Cambridge : Cambridge University Press, 1990. - p. 255.
- 117 Rump S.** A Note on Epsilon-Influlation [Article] // Reliable Computing. - 1998. - 4. - pp. 371-375.
- 118 Нариньяни А.С.** Недоопределенные модели и операции с недоопределенными значениями // Препринт ВЦ СО АН СССР. - Новосибирск : Сиб. Отд.-ие. ВЦ, 1982 г..
- 119 Нариньяни А. [и др.]** Недоопределенные модели и их приложения [Статья] // Системная информатика. - Новосибирск : [б.н.], 1997 г.. - 5. - стр. 124-187.

- 120 Нариньяни А.С. и Липатов А.А.** Визуализация данных в технологиях интервальных расчетов [Статья] // "Информационные технологии". - М. : [б.н.], 2001 г.. - 8. - стр. 11-16.
- 121 ГОСТ Р 50779.42-99 (ИСО 8258-91)** Статистические методы. Контрольные карты Шухарта. - М. : Издательство стандартов, 1999 г.
- 122 Shewhart W.A. and Deming W.E.** Statistical Method from The Viewpoint of Quality Control [Book]. - New York : Dover Publications, 1939/ 1986(reprint). - p. 163.
- 123 Cimenera J. L. and Tukey J. H.** Control Charting Automated Laboratory Instruments When Many Successive Differences May Be Zero [Journal] // Journal of Quality Technology. - 1989. - pp. 7-15.
- 124 Коварцев А.Н.** Численные методы: методическое пособие [Книга]. - Самара : Самарский государственный аэрокосмический университет, 2002. - стр. 216?.
- 125 Аоки М.** Ведение в методы оптимизации [Книга]. - М. : Наука, 1977. - стр. 344.
- 126 Коршунов Ю. М.** Математические основы кибернетики: Учеб. пособие для вузов. [Книга]. - М. : Энергия, 1980. - 2-е изд., перераб. и доп. : стр. 424 .
- 127 Гилл Ф., Мюррей У. и Райт М.** Практическая оптимизация [Книга]. - М. : Мир, 1985. - стр. 509.
- 128 Фурунжиев Р. И., Бабушкин Ф. М. и Варавко В. В.** Применение математических методов и ЭВМ: Практикум [Книга]. - Минск : Выш.шк., 1988. - стр. 191.
- 129 Емельянов В.В., Курейчик В. М. и Курейчик В.В.** Теория и практика эволюционного моделирования [Книга]. - М. : Физматлит, 2003. - стр. 432. - серия "Проблемы искусственного интеллекта".
- 130 Harti R.E.** A global convergence proof for class of genetic algorithms [Book]. - Wien : Technische Universitaet, 1990. - p. 136.
- 131 Вайнштейн И.А. и Попко Е.А.** Генетический поиск модельных параметров при аппроксимации кривых термолюминесценции [Статья] // Письма в Журнал Технической Физики. - 2006 г.. - 12 : Т. 32. - стр. 56-62.
- 132 Исаев С.А.** Разработка и исследование генетических алгоритмов для принятия решений на основе многокритериальных нелинейных моделей / Автореф. дисс. к.т.н.. - Н. Новгород : НГУ, 2000 г.. - стр. 18.
- 133 Панченко Т.В.** Генетические алгоритмы : учебно-методическое пособие [Книга] / ред. Тарасевич Ю.Ю.. - Астрахань : издательский дом "Астраханский университет", 2007. - стр. 87.
- 134 Мельников Ю.Б., Матвеева Е.П. и Ваганова Г.В.** Об определении и оценке адекватности модели [Статья] // Образование и наука. - 2007 г.. - 6(10). - стр. 3-14.
- 135 Захарченко В.Е.** Опыт виртуальной пусконаладки в гидроэнергетике // "Автоматизация в промышленности", 2019 №11 – с.3-5
- 136 Nicolas Falliere, Liam O Murchu, and Eric Chien** W32.Stuxnet Dossie - //Symantec security response – 2011 г.
http://www.symantec.com/content/en/us/enterprise/media/security_response/whitepapers/w32_stuxnet_dossier.pdf

- 137 Flavian Dola** Applying a Stuxnet Type Attack to a Modicon PLC //Airbus cybersecurity, 2020 <https://airbus-cyber-security.com/applying-a-stuxnet-type-attack-to-a-modicon-plc/>
- 138 Папировский Р.В.** Система управления гидроагрегатами Саяно-Шушенской ГЭС на основе Simatic PCS7//”ИСУП”, № 3(39), 2012
- 139 IEC 61362** Guide to specification of hydraulic turbine governing systems,2012-4
- 140 СО ЕЭС “ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ** к генерирующему оборудованию участников оптового рынка”, Москва, 2019 – 193с.
- 141 Андриюшин А.В., Сабанин В.Р., Смирнов Н.И.** Управление и инноватика в теплоэнергетике//Издательский дом МЭИ, 2011, 392 с
- 142 Захарченко В.Е., Сидоров А.А.** Влияние функции распределения активной мощности на эффективность ГЭС // “Автоматизация в промышленности”,2018 №1 – с.19-23
- 143 Zakharchenko V.E.** The model of joint control system for HPP featuring the function of active power distribution in proportional equality of control ranges // Journal of Physics: Conference Series. 2018. Vol. 1111. Number 1.
- 144 Захарченко В.Е.** Моделирование система рационального оперативного управления составом агрегатов гидроэлектростанций и планирование его изменений //Девятая всероссийская научно-практическая конференция «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2019, Екатеринбург, 2019, с.421-427
- 145 Захарченко В.Е.** Основной критерий автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС//“Автоматизация в промышленности”, 2017 №X – с.8-12
- 146 Уткин Л.В.** Анализ риска и принятие решений при неполной информации. «Наука» РАН, Санкт-Петербург, 2007 – 405с.
- 147 Кини Р.Л., Райфа Х.** Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения. М.: Радио и связь, 1981. - 560 с.
- 148 Ларичев О. И.** Теория и методы принятия решений, а также Хроника событий в Волшебных Странах. М.: Логос, 2000. - 296 с.
- 149 Льюс Р.Д., Райфа Х.** Игры и решения: Введение и критический обзор. М.: Изд-во иностранной литературы, 1961. 642 с.
- 150 Райфа Х.** Анализ решений. М.: Наука, 1977. - 408 с.
- 151 Черноруцкий И.Г.** Методы принятия решений. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. - 408 с.
- 152 Соболев И.М., Статников Р.Б.** Выбор оптимальных параметров в задачах со многими критериями, Дрофа, Москва, 2006 – 176 с.
- 153 Hodges J.L., Lehmann E.** The use of previous experience in reaching statistical decisions // Ann. Math. Stat. 1952. Vol. 23, N 3. P. 396-407.
- 154 Захарченко В. Е.** Оценка состояния агрегата по параметрам из АСУТП // Электрические станции. - 2021. - № 1. – с. 50 – 54.
- 155 СО ЕЭС** Технологическое обеспечение работы оптовых рынков <http://so-ups.ru/index.php?id=markets>

- 156 Захарченко В. Е.** Особенности реализации системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций и перспективы ее развития // Вестник МЭИ — 2019. — № 1. — С. 98-107.
- 157 Захарченко В.Е.** Контроль достоверности значений параметров в АСУТП [Статья] // Лабораторные информационные системы и системы управления производством. LIMS&MES. Сборник статей. - Москва : Маркетинг. Информационные технологии, 2008 г.. - с. 90-98.
- 158 Anderson M.** Omola - An Object – Oriented Language for Model Representation [Conference] // Lic Tech thesis EAKE-3208 Department of Automation Control. - Lund, Sweden : Lund Institute Of Tecnology, 1990 – pp 262 - 268.
- 159 Tiller M.** Introduction to Physical Modeling with Modelica [Книга]. - Norwell, MA, USA : Kluwer Academic Publishers, 2001. - p. 344.
- 160 Кораблин М.А., Сидоров А.А. и Смирнов С.В.** Функциональные модели вычислительных систем реального времени [Книга]. - Самара : НВФ "СМС", 1997. - стр. 306
- 161 Королёв А.Г.** СИСТЕМА ОБЪЕКТ GPSS [Online] // Object GPSS System. - 2004 г.. - 12 09 2006 г.. - <http://objectgpss.narod.ru/txt/systemogpss.htm>.
- 162 «АСОКУ» — автоматизированная система оперативного контроля и управления** // Официальный сайт ГК “СМС-Автоматизация” <https://sms-a.ru/solutions/asoku/>
- 163 Бурдонов И.Б., Косачев А.С. и Пономаренко В.Н.** Операционные системы реального времени [Online] // Препринт Института системного программирования РАН. - 2006 г.. - http://www.citforum.ru/operating_systems/rtos/ от 19.06/2006.
- 164 Захарченко В.Е., Дубов И.А.** Обучение оперативного персонала ГЭС на основе системы рационального управления составом агрегатов//“Автоматизация в промышленности”, 2020 №4 – с.12-14
- 165** Типовые положения о структурных подразделениях ГЭС и каскадов ГЭС: ТП 34-70-026-85: /Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР 18.06.85; Разраб. ПО «Союзтехэнерго».– М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.– 186 с.
- 166 Фомин С.С., Мисюль А.С.** Рациональное управление составом агрегатов каскада Братской и Усть-ГЭС//Автоматизация производства №1, 2014 - стр. 84-87
- 167 Баркан Я.Д. и Ланин А.М.** Способ автоматического управления числом параллельно работающих агрегатов и устройство для его осуществления// Описание изобретения к авторскому свидетельству SU1111228А – 1983 г.
- 168 Урин В. Д.** Опыт разработки и эксплуатации автооператоров гидроэлектростанций / В. Д. Урин. – М., 1969. – 100 с.
- 169 Митрофанов С. В.** Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС, диссертация канд.тех.наук, Новосибирск, 2013 – 212 с.
- 170 Захарченко В.Е., Сидоров А.А.** О цифровизации гидроэлектростанций //Автоматизация в промышленности — 2019. — № 1. — С. 23-28.
- 171 Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. и др.** Электрическая часть электростанций /Под ред. С. В. Усова. Л.: Энергоатомиздат, 1987. - 616 с.

- 172 Русина А. Г.** Особенности управления режимами гидроэнергетической системы Памира / А.Г. Русина, Д.Х. Худжасаидов, Г.Л. Русин // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. - 2015. - №6. - С.41-46.
- 173 Митрофанов С.В., Арестова А.Ю., Худжасаидов Д.Х., Русина А.Г.** Разработка имитационной модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017- С.80-83.
- 174 ГОСТ Р ИСО 50001-2012.** Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению, Москва, Стандартинформ, 2013 – 21с.
- 175 Перфильева Е. Н.** Повышение энергоэффективности горных предприятий на основе управления энергетическими ресурсами, диссертация к.т.н., Москва 2007 – 221 с.
- 176 Кокшаров В.А.** Комплексное управление перспективным энергопотреблением металлургических предприятий, диссертация д.э.н. , Екатеринбург, 2016 – 387 с.
- 177 Страхова Н. А., Лебединский П.А.** Имитационное моделирование как инструмент анализа энергоэффективности теплогенерирующих предприятий//Инженерный вестник дона, 2013 – Т4, №4 - 155с.
- 178 Хамитов Р. Н., Грицай А. С., Тюньков Д. А., Синицин Г. Э.** Краткосрочное прогнозирование электропотребления на сутки вперед для энергосбытовой компании методом аппроксимации//Инженерный вестник дона, 2013 – Т4, №4 - 155с.
- 179 Бахтадзе Н.Н., Ядыкин И.Б.** Discrete Predictive Models for Stability Analysis of Power Supply Systems // Mathematics. 2020. №8. С. 1943-1961.
- 180 Филиппова, Т. А.** Учет эксплуатационного состояния при управлении составом агрегатов в АСУТП / Т. А. Филиппова, Ю. А. Секретарев // Известия СОАН СССР. – 1977. – № 1. – С. 132–136.