

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Сибирский федеральный университет» (СФУ)
Саяно-Шушенский филиал СФУ
ПАО «РусГидро»
Ассоциация инженерного образования России
Академия электротехнических наук Российской Федерации

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
VIII Всероссийской научно-практической конференции
молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников

Саяногорск; Черемушки 14–16 апреля 2021 г.



Саяногорск; Черемушки
СШФ СФУ
2021

УДК 621.22
ББК 31.5
Г46

Ответственный за выпуск – *А.В. Толмачев*, канд. с.-х. наук,
директор Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального
университета

Г46 Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов VIII Всерос.
науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 14–16 апреля 2021 г.;
отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-
Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2021. –
408 с.: ил.

ISBN 978-5-7638-4515-0

Представлены материалы докладов участников VIII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников «Гидроэлектростанции в XXI веке», организованной Саяно-Шушенским филиалом Сибирского федерального университета, ПАО «РусГидро», Ассоциацией инженерного образования России и Академией электротехнических наук РФ. Доклады посвящены информационно-диагностическим системам сооружений и адаптивным мультифизическим математическим моделям ГТС, перспективным системам контроля и мониторинга технического состояния основного и вспомогательного оборудования ГЭС, цифровой трансформации в электроэнергетике и электротехнике, мониторингу процессов фильтрации и суффозии в теле и основании ГТС, прогрессивным методам и инструментам натурных исследований состояния сооружений и оснований, настоящему и будущему электроэнергетики и ВИЭ.

Материалы, размещенные в сборнике, предназначены специалистам в области электроэнергетики и электротехники, гидротехнического строительства, аспирантам, студентам, обучающимся по соответствующим профилям подготовки.

Ответственность за аутентичность и точность цитат, имен и иных сведений, а также за соблюдение законов об интеллектуальной собственности несут авторы публикуемых материалов. В статьях сохранен авторский стиль.

УДК 621.22
ББК 31.5

Электронный вариант издания см:
<http://91.224.166.66:44391/Main/Index>

© Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2021



СИБИРСКИЙ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ

SIBERIAN
FEDERAL
UNIVERSITY



САЯНО-
ШУШЕНСКИЙ
ФИЛИАЛ

СИБИРСКИЙ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ



Круглый стол
«Технологии обеспечения безопасности
и контроля состояния ГТС»

СОДЕРЖАНИЕ

Пленарное заседание

Воропай Н.И. ТРАНСФОРМАЦИЯ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: НАПРАВЛЕНИЯ, ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ.....	8
Хохлов В.А., Титова Ж.О. РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОТ ЗАТОПЛЕНИЙ	11

Секция 1

Информационно-диагностические системы сооружений и адаптивные мультифизические математические модели ГТС

Платонов Д.В., Минаков А.В., Сентябов А.В., Дектерев А.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ГЭС, В ТОМ ЧИСЛЕ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА.....	20
Зюзина О.В. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО НАПРЯЖЕННОЙ БАЗАЛТОКОМПОЗИТНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ УСИЛЕНИЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ	26
Кольк А.А., Чернов К.В., Ермилов А.А. РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОПРОПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ И ДАМБ АБАЛАКСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО РЫБОВОДНОГО ЗАВОДА	38
Шахова А.Д., Булатов В.А. ВЛИЯНИЕ СБРОСНОГО ПОТОКА НА ГАСИТЕЛИ ЭНЕРГИИ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ ВОДОСЛИВНОЙ ПЛОТИНЫ	42
Викулова П.Д., Толошинова Т.Ю. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ПЛОТИНЫ В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	50
Викулова П.Д., Булатов В.А. ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАБОТЕ АРОЧНО-ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ. ЗОНЫ РАЗУПЛОТНЕНИЯ В ОСНОВАНИЯХ И БЕРЕГАХ И ПРИЧИНЫ ИХ РАЗВИТИЯ.....	58
Иванов М.Д., Суховеев А.И., Корпачев В.П. ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС, ПОСТРОЕННЫХ НА ЛЕСНЫХ ЗЕМЛЯХ.....	65
Щербина П.О. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ УГЛИЧСКОГО ГИДРОУЗЛА.....	72

Секция 2

Перспективные системы контроля и мониторинга технического состояния основного и вспомогательного оборудования ГТС

Синельникова К.П., Эльканов Р.А., Уколов М.А. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ	80
Губин Н.А. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ARDUINO ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ	88
Савельева Н.С., Ачитаев А.А. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИСКАЖЕНИЯ ФОРМ СТАТОРА И РОТОРА НА КЛЮЧЕВЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТА ТИПА СВ 1500/170-96.....	94

Чернов И.В., Виль И.В. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОДПЯТНИКОВ ГИДРОАГРЕГАТОВ	102
Ермилов А.А., Кременецкая А.А., Угдыжекова А.А., Прокушева Е.Е. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД НА ГЭС.....	111
Кожемякин В.Е., Ачитаев А.А. АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ – ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС	117
Сарагашев В.В., Косарев А.Ю., Морозов А.Б., Широков А.В. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	125
Мокаев А.Р., Лейман А.В., Лонская А.Н., Петрик А.Е. ПЕРСПЕКТИВА СОЗДАНИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯМИ БЬЕФОВ	133
Литвинов И.И., Наумова А.И., Ершов Р.В. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	138
Бурнакова А.А., Смирнов К.Р. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗЕЙСКОЙ ГЭС	144
Высоких Д.Д. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОТЕЧЕК ЧЕРЕЗ ЗАКРЫТЫЙ НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ	
Войтенко В.О., Смирнов Д.С., Башнин О.И. СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ ПРИ ОТКАЗЕ ДАТЧИКОВ ПОЛОЖЕНИЯ ГЛАВНЫХ ЗОЛОТНИКОВ	155
Анискович Е.В., Москвичев В.В. ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДЕФЕКТНОСТЬ РАБОЧИХ КОЛЕС ГИДРОТУРБИН КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС ПРИ ДЛИТЕЛЬНЫХ СРОКАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	163
Зайцев В.В. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УПРУГОСТИ ДИАФРАГМЫ НА ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ВТУЛКИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ПОВОРОТНО-ЛОПАСТНОЙ ГИДРОТУРБИНЫ	170
Астапов В.Ю. РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ПЕРЕДАЧИ СИГНАЛОВ С ВРАЩАЮЩИХСЯ ЧАСТЕЙ ГИДРОАГРЕГАТА	174
Данилова Н.С., Погоняйченко И.Ю. РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЕМ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	182
Дружинин В.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ АТ-3, АТ-4 ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ОРУ 330 КВ ПУТКИНСКОЙ ГЭС	189
Лякин В.С., Фролов А.В., Черкасских С.Н., Шевчук Н.А. ЭКОНОМИЧНОСТЬ ГИДРОПРИВОДОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ УПРАВЛЕНИЯ	195
Осипова С.С. ДИАГНОСТИКА ГИДРОАГРЕГАТА ПО ВИБРАЦИИ ОБОРОТНОЙ ЧАСТОТЫ.....	204
Салатова А.А. ПРИМЕНЕНИЕ ДРОБНОЙ ЗУБЦОВОЙ ОБМОТКИ В ГЕНЕРАТОРЕ ДЛЯ МАЛОЙ ГЭС	209
Синельникова К.П., Эльканов Р.А., Уколов М.А. ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ.....	213
Тремясов В.А., Табастаев М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТИРИСТОРНЫХ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ МОЩНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	221

Секция 3

Настоящее и будущее электроэнергетики и ВИЭ

Сысоев А.А., Проскурина А.А., Лазарева Н.В., Тягунов М.Г. МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБУЧЕНИЯ.....	230
Зоболев Н.С., Курленко К.П., Ачитаев А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРУПНОЙ СОЛНЕЧНОЙ СТАНЦИИ НА РЕЖИМНУЮ НАДЕЖНОСТЬ ПРИ ЕЕ РАБОТЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ.....	239
Лазарева Н.В., Проскурина А.А., Сысоев А.А., Васьков А.Г. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАЛЫХ ГЭС	244
Кременецкая А.А., Угдыжекова А.А., Прокушева Е.Е., Гесслер Р.Р. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС И ЕГО ВОЗМЕЩЕНИЕ В РЫБОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ОТРАСЛИ.....	250
Удалов С.Н., Бархатов К.А., Синельникова К.П. УПРАВЛЕНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ С СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРОМ НА ПОСТОЯННЫХ МАГНИТАХ И МАГНИТНЫМ ВАРИАТОРОМ.....	256
Кромм Г.А., Чепига Т., Волков А.В. ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ БИОМИМЕТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОТУРБИН. ЭФФЕКТ АКУЛЬЕЙ КОЖИ.....	264
Егоров А.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	273
Дружинин А.А., Волков А.В. РАЗРАБОТКА НИЗКОНАПОРНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ МИКРОГЭС ДЛЯ СОЗДАНИЯ АВТОНОМНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	279
Артемчик А.А. МАЛАЯ ГЭС И СЭС В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	288
Евсеев Д.П., Лапасова В.В. НАПРАВЛЕНИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ В СК «СТРОЙЛАЙН».....	295
Карамашева С.М. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПИД-РЕГУЛЯТОРА ДРОБНОГО ПОРЯДКА	300
Михайлов И.В. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ	306
Храмцов М.А., Носков М.Ф. СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ГЕКТАР» НА БАЗЕ ГИБРИДНОЙ ГИДРОСОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	312

Секция 4

Цифровая трансформация в электроэнергетике и электротехнике

Каргин Д.Н., Ачитаев А.А. ПРИМЕНЕНИЕ AR-ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ ОБСЛУЖИВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	320
Широков А.В., Лонский С.Е., Лонская А.Н., Сарагашев В.В. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ «КОНСТРУКТОР МГЭС»	324
Штепа Д.Ю., Черненко Е.А. СОЗДАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ WINDOWS FORMS НА C# В VISUAL STUDIO ДЛЯ НАЧАЛЬНОГО РАСЧЕТА МОЩНОСТЕЙ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ ХАКАСИЯ	330
Кобылецки С.К. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТА В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ SIMINTESН.....	335

Лукуц И.А., Широков А.В., Лонский С.Е. ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ГЭС	342
Ермаков И.Н., Орахелашвили Б.М., Мылкин Д.В. ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ МИКРОГЭС	349
Алемасов Д.В. ВЫБОР И ПРОВЕРКА МЕТОДОВ И ЧАСТЕЙ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭМУЛЯТОРОМ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ	357
Анахаев А.А. КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ ENSTO AUGUSTE В ЧЕРЕКСКИХ РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ФИЛИАЛА	364
ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» – «КАББАЛКЭНЕРГО»	364
Салихова Д.Н. ЦИФРОВИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ АКТИВАМИ С ВНЕДРЕНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА	370

Секция «Ф»

Мониторинг процессов фильтрации и суффозии в теле и основании ГЭС

Волгин Н.А. ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ВОДОНЕПРОНИЦАЕМОСТИ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ШВОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС	374
Баракова Е.Э., Затеева Е.Ю. ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ БЕЗОПАСНОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОГО РЕЖИМА ПРАВОБЕРЕЖНОЙ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ ИРКУТСКОЙ ГЭС ПО ДАННЫМ НАТУРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ И РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА	378
Баракова Е.Э. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРАВОБЕРЕЖНОЙ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЕ ИРКУТСКОЙ ГЭС	387
Розикова А.К. РАЗРАБОТКА НОВОГО МЕТОДА ФИЛЬТРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИМИ СООРУЖЕНИЯМИ	395

Секция «Н»

Прогрессивные методы и инструменты натурных исследований состояния сооружений и оснований

Баклашова М.А. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТРОИТЕЛЬНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ВОДОСБРОСОВ КОМПЛЕКСОМ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ	402

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ	

Н.И. Воропай

Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН
г. Иркутск

ТРАНСФОРМАЦИЯ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: НАПРАВЛЕНИЯ, ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Main prospects and challenges of transformation of electric power systems (EPS) structure and properties under influence of innovative technologies by digitalization and intellectualization of these systems are considered. The future EPSs as cyber-physical systems are discussed. Key role of new future control systems for transformed cyber-physical EPSs are presented.

Keywords: electric power systems (EPS), transformation, structure, properties, innovative technologies, digitalization, cyber-physical EPS, control systems.

Электроэнергетические системы (ЭЭС) постоянно видоизменяются, меняются их структура и свойства в процессе развития под влиянием инновационных технологий в производстве, транспорте, распределении, накоплении и потреблении электроэнергии, интенсивного развития возобновляемых источников энергии и распределенной ее генерации, активизации потребителей в процессах их электроснабжения, новой парадигмы клиенто-ориентированной электроэнергетики, роли ЭЭС как критической инфраструктуры и рядом других факторов [1].

Общей структурной тенденцией в процессе развития ЭЭС является увеличение плотности и сложностязамкнутости магистральных и распределительных электрических сетей вследствие роста нагрузок и требуемого в связи с этим ввода дополнительных линий при общем сокращении их длины. В результате в густонаселенных регионах (Западная Европа и др.) продолжают развиваться концентрированные энергообъединения, а в регионах с территориально протяженными ЭЭС (Россия, Бразилия и др.), наряду с наличием длинных линий, образуются концентрированные энергорайоны, что характерно для систем электроснабжения мегаполисов и приводит к появлению новых свойств энергообъединения в целом.

Существенную роль в обеспечении нормальной работы ЭЭС играет самоадаптация системы – ее способность гасить внутренние и внешние дестабилизирующие факторы действием регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте, частотных характеристик генераторов, а также инерционностью вращающихся масс роторов электрических машин,

действием систем регулирования, защиты и автоматики. Благодаря этой способности ЭЭС адаптируется к внезапным изменениям режима и возмущениям в допустимых (расчетных) диапазонах их значений, а при их выходе за допустимые пределы действует система противоаварийного управления.

ЭЭС XXI века в результате трансформации их структуры и активного использования инновационных технологий значительно теряют способность к самоадаптации вследствие массового использования силовой электроники и выпрямительно-инверторных систем для связи с ЭЭС высокоскоростных газотурбинных агрегатов, ветрогенераторов, фотоэлектрических установок, накопителей электроэнергии, линий постоянного тока, частотно-регулируемых электродвигателей нагрузки. С другой стороны, рост доли случайно флуктуирующей генерации (ветроагрегаты, солнечные панели, малые ГЭС) также снижает возможности ЭЭС к самоадаптации.

В то же время системы управления многих устройств с использованием силовой электроники (FACTS, накопителей электроэнергии и др.) обладают высокой эффективностью управления и стабилизации. Широкое использование таких устройств в будущих ЭЭС обеспечит радикальное повышение управляемости этих систем.

Современная ЭЭС – это самый сложный объект, состоящий из двух тесно взаимосвязанных подсистем: физической (технологической) и информационно-коммуникационной (ИКП). Уже в настоящее время, а в будущих ЭЭС – еще в большей мере, технологическая и информационно-коммуникационная подсистемы оказываются сопоставимыми по сложности и ответственности с точки зрения обеспечения нормального функционирования ЭЭС.

Цифровизация ЭЭС подразумевает не только ускорение обработки информации в цифровом виде, но и повышение эффективности технологических процессов в ЭЭС с применением инновационного силового оборудования нового поколения, разработку нового программного обеспечения для управления вновь создаваемыми цифровыми подстанциями, и т. д. С учетом этих факторов ЭЭС необходимо рассматривать как сложные кибер-физические системы, в которых ИКП может работать неадекватно вследствие внутренних дефектов (ошибки в алгоритмах), а также может быть подвержена несанкционированным внешним воздействиям – кибератакам. Внутренние и, особенно, внешние факторы (кибератаки) определяют проблему кибербезопасности ЭЭС.

Заключение. Развитие ЭЭС на основе инновационных технологий в физической и информационно-коммуникационной подсистемах в условиях цифровизации и интеллектуализации процессов функционирования ЭЭС и управления их режимами приведет к существенной трансформации структуры и свойств этих систем. В результате будущие ЭЭС приобретут облик развитых интеллектуальных кибер-физических систем, радикально отличающихся от нынешних ЭЭС. Эта трансформация потребует

существенного пересмотра сложившихся принципов и методов моделирования таких систем, исследования их новых свойств, обоснования их развития и управления функционированием. Основой новых моделей и методов, наряду с традиционными, должен стать эффективный аппарат искусственного интеллекта. Ключевая роль в обеспечении нормального функционирования трансформирующихся ЭЭС принадлежит новым будущим системам управления, идеология построения и работы которых должна опережать потребности преобразующихся кибер-физических ЭЭС.

Список использованных источников

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество, 2020, № 7, с. 12–21.

¹В.А. Хохлов, ²Ж.О. Титова

1 – Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
г. Москва

2 – Научно-производственное предприятие «Водоподъемник»,
г. Ташкент

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОТ ЗАТОПЛЕНИЙ

This article describes reserve system that ensures reliable pumping of sewage water during flooding from blocks of the hydroelectric power stations and pumping stations. As an alternative source of energy, it is proposed to use the energy of the liquid column of the pressure penstock of the stations, and as an auxiliary, to use jet pumps. Transmission of energy to the suction stream is carried out without direct usage of electrical and mechanical energy. During total shutdown of electric power, reliable evacuation of drainage and seepage water and reduction the influence of electromechanical and hydro-mechanical transients on power equipment and pipelines can be ensured with the use of self-regulating jet pumps over a period of several days; this cannot be accomplished by any other pump. The scientific results of the research are recommended to allow efficient use of water and energy resources and to ensure reliable operation of the power equipment of stations, especially in the events of sudden power outages.

Keywords: flooding, system, jet pump, hydropower station, penstock, flow rate, head, operating mode.

Для безопасной эксплуатации гидроэлектростанций большое значение имеет надежность работы вспомогательных систем защиты от аварий и затоплений. Для повышения их надежности нами предлагается рассмотреть возможность внедрения в качестве дополнительных источников энергии потенциальную энергию столба жидкости напорного водовода, а в качестве устройств – струйные насосы, обладающие высокими показателями надежности.

Одними из наиболее ответственных вспомогательных систем являются дренажно-осушительные системы. Заглубленное положение зданий станций, наличие неустраняемых технологических протечек, а также возможные повреждения и аварии обуславливают накопление в зданиях станций фильтрационных и дренажных вод.

Для откачки дренажных вод создается довольно сложная система вспомогательных осушительных установок (рис. 1) [1, с. 211–213].

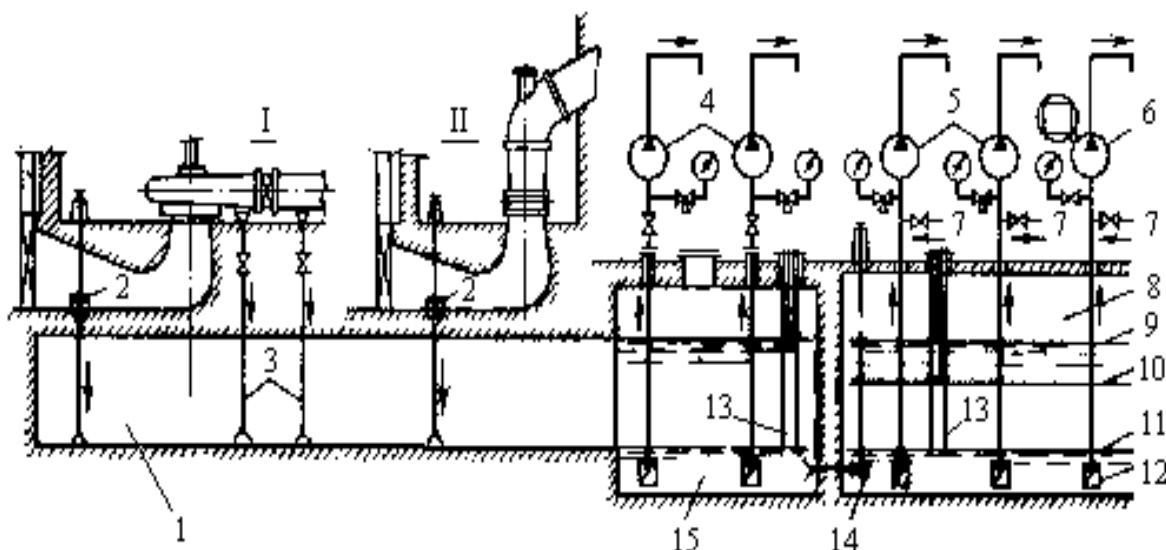


Рис. 1. Схема системы дренажа и откачки воды из зданий крупных гидроэнергоустановок:

I – установка с вертикальными центробежными насосами или радиально-осевыми турбинами; II – установка с осевыми насосами или поворотно-лопастными турбинами; 1 – сливная потерна; 2, 12, 14 – клапаны соответственно спускной, приемный, перепускной; 3, 7 – трубы сливные для опорожнения напорных трубопроводов и подающие воду из нижнего бьефа для компенсации утечек через приемные клапаны; 4 – насосы системы откачки; 5, 6 – дренажные насосы с приводами электрическим и от двигателя внутреннего сгорания; 8, 15 – колодцы дренажный и системы откачки; 9 – включение второго дренажного насоса и подача сигнала дежурному персоналу; 10 – включение первого дренажного насоса; 11 – отключение всех насосов; 13 – электродные датчики

Дренажный колодец чаще всего устраивают в торцевой части здания станции или под монтажной площадкой. Рабочую емкость дренажных колодцев рассчитывают на 20÷30-минутный приток воды. Чаще всего на дренажно-осушительных установках используются самовсасывающие центробежные насосы под заливом, а также погружные насосы.

Система дренажа должна иметь не менее двух насосов (второй – резервный, автоматически включается в том случае, если первый вышел из строя, и при аварийном переполнении дренажного колодца). Системы дренажа на малых и средних станциях обычно оборудуют горизонтальными центробежными насосами, на крупных – вертикальными артезианскими типа АТН [1, с. 211–213].

В качестве примера приведем факт затопления Джизакской головной насосной станции [2, с. 10], когда при пуске насосного агрегата 2400В-25/40 вырвалась крышка люка на напорном трубопроводе. (Последующие расчеты

и эксперименты показали, что причиной аварии явилось недостаточное крепление крышки на заводе-изготовителе.) В результате этого приток воды из люка превысил возможности откачки дренажных насосных установок. Уровень воды в здании станции стал непрерывно расти и вскоре достиг уровня электродвигателей дренажных насосных установок, которые, по существу, первые попали под затопление. Здание станции было затоплено полностью. Самым неприятным было то, что электродвигатели разменных насосных агрегатов 1600В-10/40 попали под затопление и практически на год вышли из строя. Откачать воду из насосной станции удалось через две недели, и на этот срок запоздал вегетационный полив во всей Джизакской степи.

После этого затопления по инициативе НПП «Водоподъемник» были начаты исследования по разработке струйных насосов для откачки дренажных вод. Струйные насосы используют в качестве источника энергии потенциальную энергию столба жидкости напорного водовода станции. При этом для работы струйных насосов при аварийной откачке воды из здания насосной станции нет необходимости в электроэнергии, что резко повышает надежность и безопасность работы станции. Так, в 2009 году на Джизакской головной насосной станции произошла авария, аналогичная по масштабам описанной выше. Станция была затоплена из-за отказа сливного затвора, расположенного в потере. Но на этот раз насосная станция уже была оснащена струйными насосами для откачки дренажных вод. После установки шандора, т. е. ликвидации источника затопления, автоматически, без влияния персонала началась немедленная и непрерывная откачка воды из здания станции, и в течение двенадцати часов струйные насосы откачали воду из здания настолько, что удалось запустить основные агрегаты и возобновить работу каскада насосных станций [2, с. 11].

Трагическая авария на Саяно-Шушенской ГЭС, произошедшая в августе 2009 года [3, с. 25], еще раз с особой остротой указала на необходимость существования дополнительного источника энергии для откачки дренажных вод. В результате аварийных затоплений и при отключениях электроэнергии дренажные насосы, по сути, первые подвержены выходу из строя. Это связано с тем, что используемые во вспомогательных системах центробежные насосы работают от электропривода и должны быть постоянно обеспечены электроэнергией.

Неоспоримо, что для откачки необходимо иметь альтернативный источник энергии. В качестве такого на крупных станциях, особенно после произошедшей аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, чаще всего предусматривают дизельные системы откачки, которые должны быть в постоянной готовности.

Нами ранее был обоснован способ использования во вспомогательных системах гидроэлектрических станций альтернативного источника энергии – потенциальной энергии столба жидкости напорного водовода станций, при условии использования саморегулирующихся струйных насосов [4, с.18–21].

Вода из напорного водовода подается через подводящую трубу в полость струйного насоса. Под действием разряжения, создаваемого во всасывающей камере струйного насоса, дренажные воды поступают в полость насоса, смешиваются с рабочей жидкостью и удаляются из дренажного колодца в нижний бьеф станции. На гидроэлектростанциях, оборудованных длинными водоводами, при погашении электроэнергии возможна откачка дренажных вод саморегулирующимися струйными насосами в течение нескольких десятков суток.

По описанному принципу струйные насосы способны работать в системах предварительного залива трубопроводов, технического водоснабжения, откачки жидкости из-под крышки турбины и в других вспомогательных операциях.

Струйные насосы просты по конструкции, обладают высокими конструктивными и эксплуатационными показателями, надежны в работе, не требуют предварительного залива перед пуском, позволяют откачивать загрязненную воду и водо-воздушную смесь.

Применение саморегулирующихся струйных насосов в дренажных системах позволит повысить надежность работы заглубленных станций, обеспечить безаварийную работу станций даже при длительных отключениях электроэнергии, а также автоматически регулировать подачу и напор струйного насоса при изменении внешних рабочих параметров.

При опорожнении напорного водовода или сработке водохранилища рабочий напор насоса будет изменяться. При уменьшении напора уменьшается и скорость истечения жидкости из сопла струйного насоса. В какой-то момент создадутся условия, когда насос не сможет откачивать дренажную воду в достаточном объеме.

Для станций, оборудованных низконапорными гидроагрегатами, а также для ГЭС с малым отношением рабочего и нагнетаемого напоров была предложена двухступенчатая последовательно-параллельная система струйных насосов. Благодаря предложенному соединению струйных насосов происходит увеличение подачи с одновременным увеличением напора на выходе из насоса последней ступени (рис. 2).

При последовательно-параллельном соединении нескольких струйных насосов наилучшие характеристики насосов достигаются при условии, что коэффициенты всасывания для всех насосов одинаковы и определяются по

зависимости $q = \frac{Q_B + \sum_0^{n-1} Q_P}{Q_{Pn}}$, где: Q_B – всасываемый расход первой ступени;

$\sum_0^{n-1} Q_P$ – сумма рабочих расходов на всех предыдущих ступенях; Q_{Pn} – рабочий расход на n -ой ступени; n – порядковый номер ступени соединения струйных насосов.

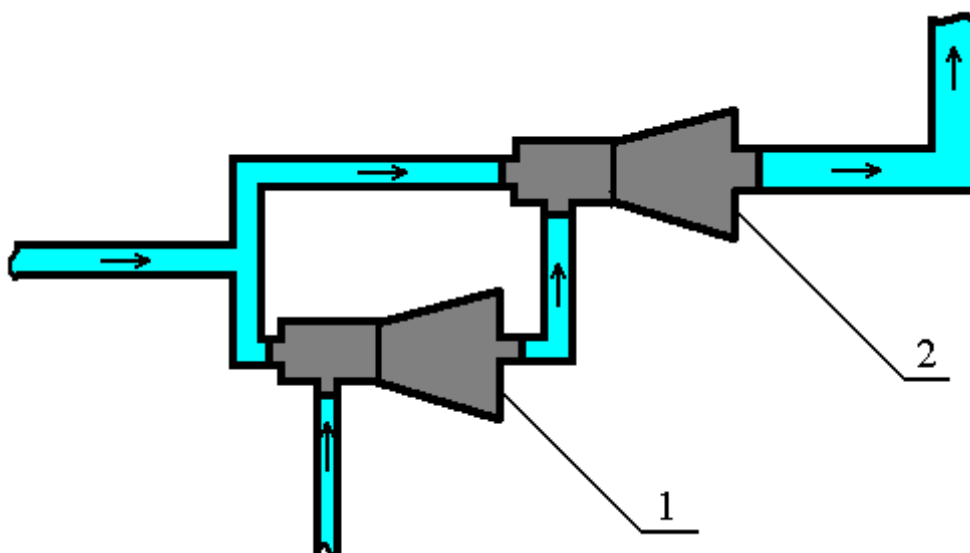


Рис. 2. Двухступенчатая последовательно-параллельная система соединения струйных насосов:
1 – струйный насос первой ступени, 2 – струйный насос второй ступени

Как показал опыт эксплуатации, возникает потребность регулирования струйных насосов дренажных систем по величине всасываемого расхода. При внезапном увеличении притока воды в дренажный колодец струйный насос не справится с откачкой поступающей воды, что может привести к затоплению станции. При уменьшении притока воды вся вода из колодца будет откачана и струйный насос начнет засасывать воздух. Работа насоса при подаче воздуха возможна, но нежелательна из-за появления вибрации системы. Кроме того, при этом снижается КПД системы, происходит перерасход рабочей воды.

Резервная система защиты зданий гидроэлектростанций от затоплений со струйным насосом для удаления дренажных вод гидроэлектрической станции показана на рисунке 3.

Проникающие в помещение станции фильтрационные и дренажные воды накапливаются в дренажном колодце. Минимальный уровень воды в колодце устанавливается из условия недопущения подсоса воздуха в струйный насос по всасывающей трубе. Максимальный уровень устанавливается из условия незатопления помещения станции. При среднем значении притока уровень воды в дренажном колодце расположен между максимальным и минимальным уровнем. Груз-поплавок при этом расположен так, что связанный с ним дисковый затвор находится в полуприкрытом состоянии. Дисковый затвор при этом создает воде такое сопротивление, при котором проходящий через него рабочий расход жидкости обеспечивает отвод воды из дренажного колодца, равный ее стабильному притоку.

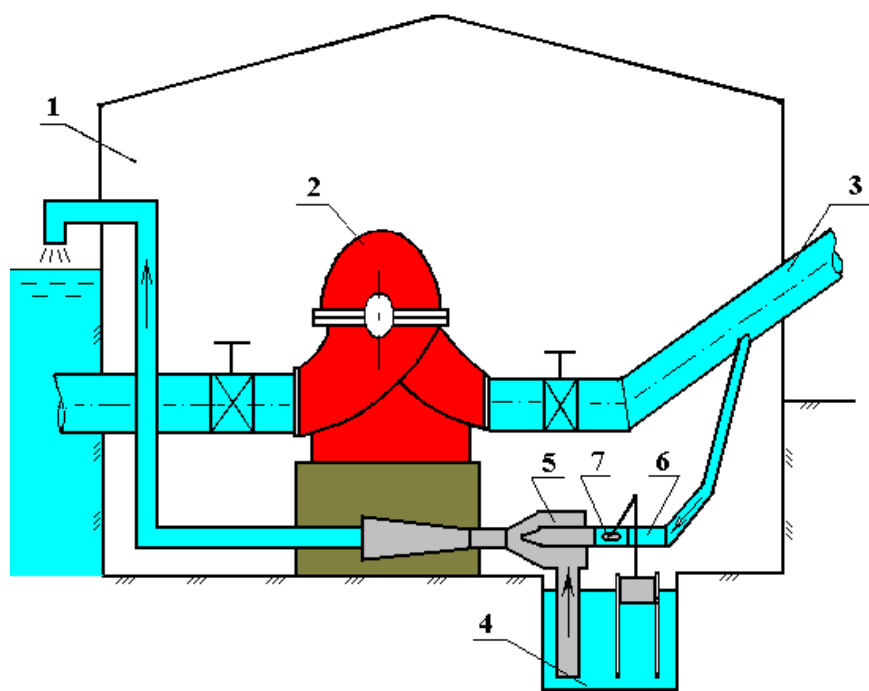


Рис. 3. Резервная система защиты зданий гидроэлектростанций от затоплений:

- 1 – здание гидроэлектрической станции; 2 – основные агрегаты;
 3 – напорный водовод; 4 – дренажный колодец; 5 – струйный насос;
 6 – подводящая напорная труба; 7 – дисковый затвор с грузом-поплавком

При резком уменьшении притока в дренажный колодец уровень воды в нем начинает уменьшаться. Груз-поплавок начнет перемещаться вниз и переместит за собой тягу. Тяга, в свою очередь, перемещая рычаг, поворачивает по часовой стрелке диск дискового затвора. Диск затвора прикрывается, поток воды через него уменьшается и, следовательно, уменьшается рабочий расход в сопле струйного насоса. Снижение рабочего расхода приводит к уменьшению всасываемого расхода из дренажного колодца.

Через определенный промежуток времени устанавливается новый уровень воды в дренажном колодце, при котором приток в колодец и отсасываемый расход струйного насоса выравниваются. Процесс стабилизации происходит автоматически без вмешательства дополнительных средств автоматики.

При резком увеличении притока воды в дренажный колодец уровень воды поднимается. Груз-поплавок перемещается вверх и поворачивает против часовой стрелки диск. Диск открывается, дисковый затвор увеличивает расход, поступающий в сопло струйного насоса, и, следовательно, увеличивается всасываемый расход. Через определенный промежуток времени процесс стабилизируется на новом уровне воды в дренажном колодце.

Применение регулируемой системы со струйными насосами для удаления фильтрационных и дренажных вод из помещения

гидроэлектрической станции обеспечивает гидравлическую автоматизацию процесса откачки воды, повышает ее надежность и экономичность, позволяет существенно упростить используемое оборудование.

Разработанная система для одновременного удаления фильтрационных, дренажных и сточных вод из прилегающей территории и из помещения гидроэлектростанции, предназначена для работы как в стационарных, так и в аварийных режимах, отвечает требованиям надежности и безопасности эксплуатации станций при увеличении притока сточных вод, связанного со сроком эксплуатации сооружений и напорных трубопроводов, а также с возможными авариями и затоплениями гидроэнергетических объектов.

Опытные образцы струйных насосов уже внедрены более чем на пятидесяти насосных станциях, в том числе на крупнейших в мире Джизакском, Каршинском и Аму-Бухарском каскадах насосных станций, а также на двух крупнейших гидроэлектростанциях Узбекистана: Чарвакской ГЭС и Фархадской ГЭС [5, с. 15–21]. В настоящее время откачка дренажных вод на этих станциях осуществляется только струйными насосами, что дает большую экономию как электроэнергии, так и затрат труда обслуживающего персонала.

Кафедра «Энергетических и гидротехнических сооружений» Национального исследовательского университета «МЭИ» при участии Опытного завода МЭИ готова провести комплекс работ по разработке технической документации, изготовлению и внедрению струйных насосов в системы дренажа и защиты зданий гидроэлектростанций от затоплений. Струйные насосы, первоначально предназначавшиеся в качестве резервных, благодаря своим высоким эксплуатационным показателям, на практике стали использоваться как основные. При этом дренажные центробежные насосы с электроприводом находятся в резерве. Известные недостатки струйных насосов, связанные со слабой управляемостью при переменных режимах, решены с помощью саморегулирующихся и последовательно-параллельных конструкций.

Список использованных источников

1. Насосы и насосные станции / под ред. Чебаевского В.Ф. – М.: Агропромиздат, 1989. С. 416.
2. Хохлов А.В., Хохлов В.А., Титова Ж.О. Режимы работы насосных станций Джизакского каскада. – Т.: «Fan va texnologiya», 2014. – С. 164.
3. Белаш И.Г. Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 3. – С. 25–31.
4. Хохлов В.А., Титова Ж.О. Регулируемые струйные насосы для дренажной откачки из помещений насосных и гидроэлектрических станций // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 3. – С. 18–21.

5. Хохлов В.А., Титова Ж.О. Повышение надежности защиты гидроэлектростанций от аварийных затоплений с помощью регулируемых струйных насосов / В сб. материалов VI Всероссийской научно-практической конф. «Гидроэлектростанции в XXI веке» Саяногорск; Черемушки, 2019. – С. 15–21.

СЕКЦИЯ 1	

**ИНФОРМАЦИОННО-
ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
СООРУЖЕНИЙ И АДАПТИВНЫЕ
МУЛЬТИФИЗИЧЕСКИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ
МОДЕЛИ ГТС**

^{1,2}Д.В. Платонов, ^{1,2}А.В. Минаков, ^{1,2}А.В. Сентябов, ^{1,2}А.А. Дектерев

1 – Сибирский федеральный университет

г. Красноярск

2 – Институт теплофизики СО РАН

г. Новосибирск

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ГЭС, В ТОМ ЧИСЛЕ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Despite the fact that for many years there is the problem of high pressure pulsations in water turbines, all the issues have not been completely studied. More detailed understanding requires multiple observation, experiments and analysis. In turn, the experiment at the stations is practically impossible due to its high cost and poor safety. Therefore, as an alternative, reduced copies (similar models) of some of the hydraulic units are used for various experiments and new approaches validation. In turn, numerical simulation of the processes in water turbines can serve as an alternative to experiments. The numerical simulation of fluid dynamics has been recently developed to a large degree. In this paper, a numerical algorithm is proposed for modeling processes during the operation of hydroelectric power plants. The modeling of the turbine start-up process was carried out on the example of the Francis-99 model stand. Comparison with experimental data is made. Good agreement of the results is shown.

Keywords: francis turbine, numerical simulation, pressure pulsation, the precession of the vortex rope, turbulence, CFD, LES, RANS and DES models.

Введение

Гидроэлектростанции имеют уникальную особенность, возможность плавного регулирования выработки электроэнергии в зависимости от пиков потребления. В то же время они относятся к категории достаточно консервативных машин. Ключевым моментом является расширение диапазонов безопасной и эффективной работы станции, сокращение запрещенных зон, в которых гидроагрегат испытывает колоссальные нагрузки на все узлы и механизмы. Одним из направлений в данной области является использование гидроагрегатов с переменной частотой вращения рабочего колеса.

На данный момент в России подобных разработок и опыта использования таких агрегатов практически нет, а их применение требует детального исследования. В данной работе для этой цели предполагается использовать численное моделирование. В частности, будет предложена и протестирована методика, которая позволяет описывать процессы, происходящие при эксплуатации гидротурбин с изменяемой частотой

вращения рабочего колеса, а именно будет проведено моделирование разгона (набора мощности) модельной турбины Френсиса.

Математическая модель и граничные условия

Авторами накоплен достаточно большой опыт по моделированию трехмерных нестационарных течений со сложной геометрией, применительно к высоконапорным ГЭС. Для описания подобного рода течений используется система уравнений Навье-Стокса, осредненных по Рейнольдсу. В частности, в работе использовались двухпараметрические модели турбулентности и метод отсоединенных вихрей (Detach Eddy Simulation). Более подробно с численной методикой можно ознакомиться в работе [8].

Метод DES, использованный в данной работе [2–4], сочетает подходы RANS и LES. В настоящей работе метод DES основывался на $k-\omega$ SST модели Ментера и ограничении турбулентной вязкости.

Расчетная область включала рабочее колесо и отсасывающую трубу. Предыдущие расчеты и оценки показали, что спиральной камерой и направляющим аппаратом можно пренебречь без существенного влияния на конечный результат. Трехмерная геометрия турбины была взята на веб-сайте Workshop Francis.

Расчеты выполнены с использованием неструктурированных сеток с общим количеством узлов 7,06 млн на всю геометрию. Несмотря на большое количество узлов, этой сетки недостаточно для правильного разрешения пограничных слоев. Тем не менее сетка пригодна для моделирования крупномасштабных вихрей в отсасывающей трубе. В качестве граничных условий на входе в рабочее колесо задавались функции радиальной и тангенциальной скоростей от времени. Радиальная составляющая скорости была получена из аппроксимированной зависимости экспериментального значения расхода от времени, а тангенциальная составляющая скорости была получена из радиальной скорости и экспериментального значения угла направляющих лопаток. Зависимость расхода от времени была аппроксимирована линейно от 2 до 10 секунд. Такой период соответствует экспериментальным данным (рисунок 1).

Результаты исследования

Как показано на рисунке 2, в начальный момент времени при малом открытии направляющего аппарата имеется открывающийся длинный вихревой жгут под рабочим колесом и в колене отсасывающей трубы. Расчетные пульсации давления хорошо согласуются с экспериментальными данными (рисунок 3).

Прецессия вихревого жгута вызывает интенсивные низкочастотные пульсации давления в отсасывающей трубе при $f \approx 1,5$ Гц, которые хорошо видны на начальном этапе пуска (рисунок 3).

Из-за длинного вихревого жгута, доходящего до колена отсасывающей трубы, пульсации давления на этом этапе очень интенсивны.

Вероятно, взаимодействие вихревого ядра и колена отсасывающей трубы вызывает синхронные пульсации давления в дополнение к асинхронным пульсациям, генерируемым прецессией вихревого каната [10].

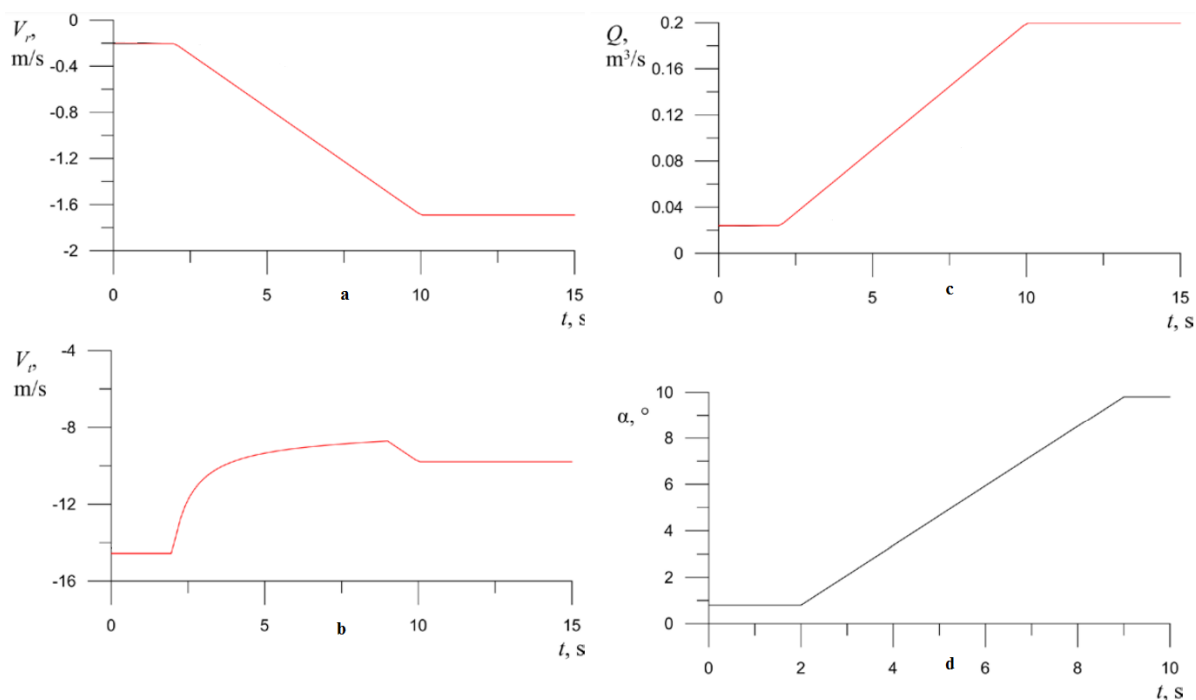


Рисунок 1. Аппроксимация зависимости от времени (а) радиальной скорости (б) тангенциальной скорости (с) расхода и (д) угла открытия направляющего аппарата

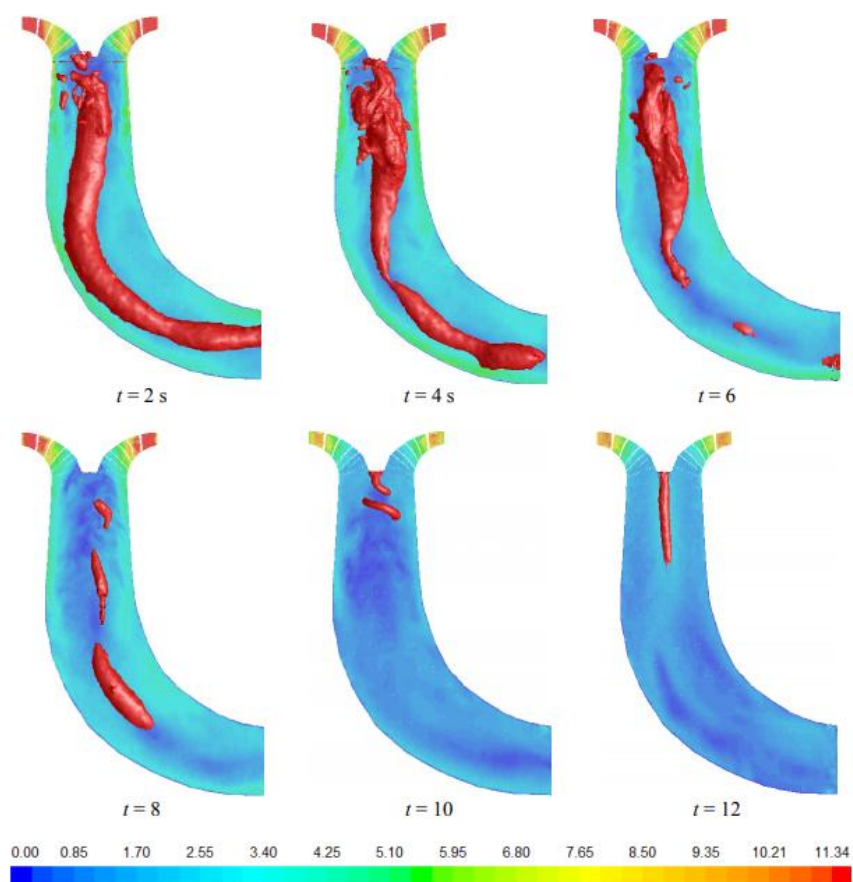


Рисунок 2. Развитие вихря в отсасывающей трубе, визуализированное по изоповерхности давления (красный), величина скорости в центральном продольном сечении

По мере увеличения раскрытия направляющего аппарата и, соответственно, уменьшения закрутки потока, интенсивность вихревого жгута уменьшается (рисунок 2). В результате величина пульсаций давления уменьшается. Затем интенсивный вихревой жгут разрушается, и зона рециркуляции под рабочим колесом исчезает. На этом этапе в экспериментальных пульсациях давления остаются только высокочастотные пульсации давления, связанные с вращением рабочего колеса, но эти пульсации не учитывались в расчете. Вблизи точки максимальной эффективности вихрь под рабочим колесом имеет прямую форму (рисунок 2), а интенсивность пульсаций давления снижается до минимального значения (рисунок 3). Сравнение профиля скорости и пульсации осевой компоненты скорости в отсасывающей трубе показано на рисунках 4,5.

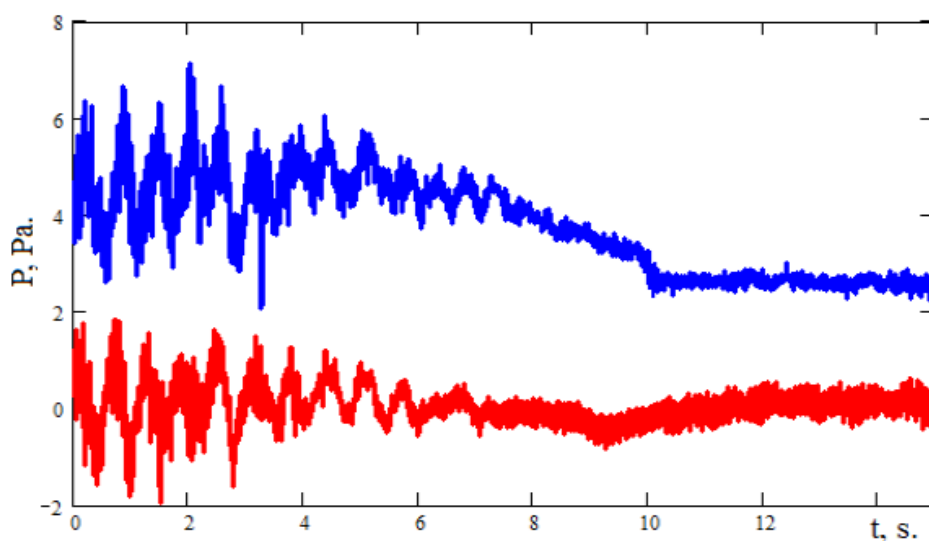


Рисунок 3. Пульсации давления в диффузоре отсасывающей трубы (синяя – моделирование, красная – эксперимент)

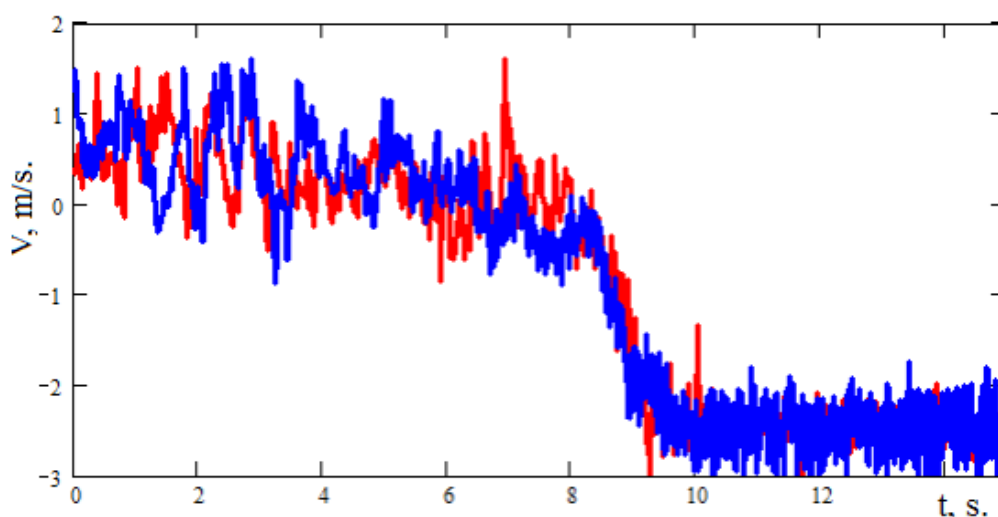


Рисунок 4. Пульсации осевой компоненты скорости в зависимости от времени (синяя – моделирование, красная – эксперимент)

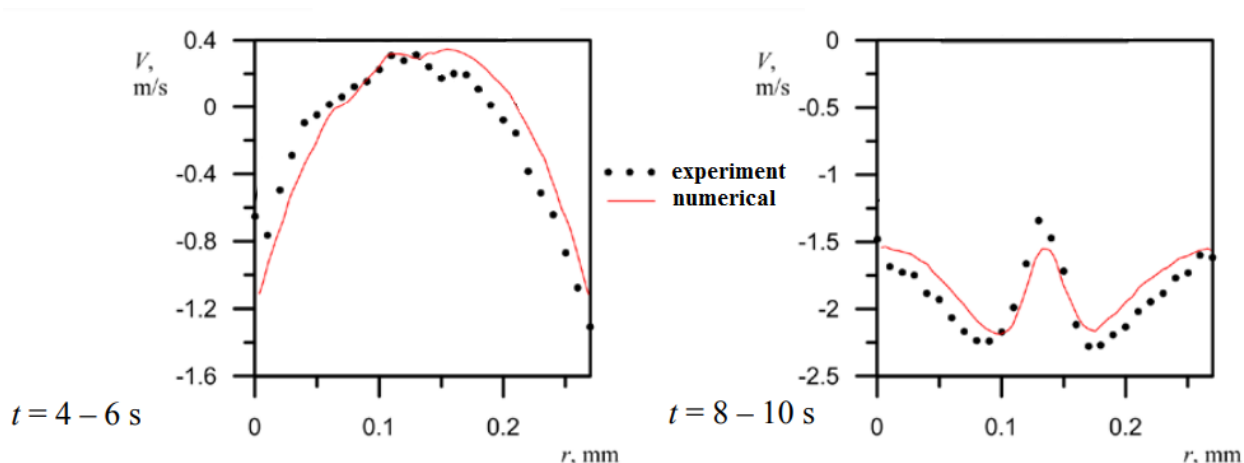


Рисунок 5. Усредненная составляющая осевой скорости в отсасывающей трубе

На рисунке 5 представлены расчетные и экспериментальные профили скорости, усредненные за 2 с. Такой период достаточно большой, чтобы включать в себя множество расчетных и экспериментальных временных шагов, и довольно мал по сравнению со временем запуска. Удовлетворительное согласие расчетных и экспериментальных результатов видно на рисунке.

Заключение

Таким образом, по мере увеличения открытия направляющего аппарата поток под рабочим колесом проходит различные стадии, соответствующие работе в стабильном состоянии. При малом открытии поток в отсасывающей трубе сильно закручен, под рабочим колесом образуется широкая зона рециркуляции, вокруг которой вращается вихревой жгут. Вихревое ядро имеет несколько периодов вращения при пуске и вызывает интенсивные низкочастотные пульсации давления. Затем вихревой жгут постепенно разрушается, и пульсации давления становятся непериодическими.

Далее под рабочим колесом остается только слабое прямое ядро вихря, а пульсации давления достигают минимальной величины. Хорошее соответствие экспериментальных и расчетных данных показывает, что алгоритм пригоден для моделирования переходных процессов в гидротурбинах. Поскольку основное влияние на нестационарные процессы обтекания оказывает поток в отсасывающей трубе, потоком в направляющих лопатках и спиральной камере в простейшем случае можно пренебречь, и рассматривать можно только рабочее колесо и отсасывающую трубу. Сравнение расчетных и экспериментальных нестационарных характеристик, скорости в контрольных точках в отсасывающей трубе показало, что расчет очень хорошо согласуется с экспериментом как по амплитуде, так и по частоте колебаний скорости во время пуска турбины.

Список использованных источников

1. Doerfler P, Sick M and Coutu A 2013 Flow-Induced Pulsation and Vibration in Hydroelectric Machinery. Engineers Guidebook for Planning, Design and Troubleshooting. London: Springer
2. Weijia Yang, Jiandong Yang, Wencheng Guo, Wei Zeng, Chao Wang, Linn Saarinen and Per Norrlund 2015 A Mathematical Model and Its Application for Hydro Power Units under Different Operating Conditions *Energies* 8 10260-10275; doi:10.3390/en80910260.
3. Cherny S, Chirkov D, Bannikov D, Lapin V, Skorospelov V, Eshkunova I and Avdushenko A 2010 3D numerical simulation of transient processes in hydraulic turbines. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 12 012071 doi:10.1088/1755-1315/12/1/012071
4. Yanna Liu, Jiandong Yang, Jiebin Yang, Chao Wang and Wei Zeng 2016 Transient Simulations in Hydropower Stations Based on a Novel Turbine Boundary. *Mathematical Problems in Engineering* Volume 2016, Article ID 1504659, 13 pages. <http://dx.doi.org/10.1155/2016/1504659> ZHANG Xiao-xi, CHENG Yong-Guang, YANG Jian-Dong, XIA Lin-Sheng, LAI Xu.
5. Simulation of the load rejection transient process of a Francis turbine by using a 1-D-3-D coupling approach. *Journal of Hydrodynamics* 26(5), 2014, 26(5):715-724 DOI: 10.1016/S1001-6058(14)60080-9
6. Menter F R 1994 Two Equation Eddy Viscosity Turbulence Models for Engineering Applications *AIAA J.* 32, № 8, 1598-1605
7. Strelets M 2001 Detached Eddy Simulation of Massively Separated Flows. *AIIA Paper*. 2001- 0879
8. Minakov A V, Platonov D V, Dekterev A A, Sentyabov A V and Zakharov A V 2015 The numerical simulation of low frequency pressure pulsations in the high-head Francis turbine *Computers and Fluids* 111 pp. 197–205, DOI:10.1016/j.compfluid.2015.01.007
9. Minakov A V, Platonov D V, Dekterev A A, Sentyabov A V and Zakharov A V 2015 The analysis of unsteady flow structure and low frequency pressure pulsations in the high-head Francis turbines *International Journal of Heat and Fluid Flow* 53 pp. 183–194, DOI:10.1016/j.ijheatfluidflow.2015.04.001

О.В. Зюзина
АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева»
г. Санкт-Петербург

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ
ПРЕДВАРИТЕЛЬНО НАПРЯЖЕННОЙ БАЗАЛТОКОМПОЗИТНОЙ
АРМАТУРЫ ДЛЯ УСИЛЕНИЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ
КОНСТРУКЦИЙ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ
СООРУЖЕНИЙ**

The results of experimental studies of the use of prestressed basalt composite reinforcement to strengthen the operated hydraulic structures are presented. The studies were carried out on beam-type models that take into account the characteristic features of reinforced concrete structures of the hydraulic structures, including those that are long-term operated. The models are tested for the effect of bending moment and transverse force.

Keywords: prestressed basalt composite reinforcement, reinforcement with prestressed composite reinforcement, structures with interblock construction joints, reinforcement of structures with inclined cracks, reinforcement of operated reinforced concrete structures of hydraulic structures (GTS).

Расчетный срок службы ГТС составляет 50, 100 и более лет, в течение которого они подвержены воздействию комплекса нагрузок. Практика показывает, что сложно предположить все те изменения, которые возникнут во время строительства и эксплуатации, а также полностью учесть особенности сооружения при проектировании.

Например, необходимость усиления стен шлюзов канала им. Москвы, находящегося в эксплуатации с 1937 г., была вызвана такими причинами, как сильное выветривание и истирание судами лицевых поверхностей бетона вплоть до обнажения арматуры, множественная трещиноватость на тыловых и лицевых гранях, раскрытие трещин на тыловой грани, нередко выше допустимых значений, сквозные трещины, непроектные деформации и др. При этом на ряде шлюзов были зафиксированы перенапряжения арматуры тыловой грани стен с растяжением выше предела расчетного сопротивления, а также ее обрывы; зафиксированы и сильные коррозионные повреждения, образование глубоких наклонных трещин, множественное образование мелких горизонтальных трещин, чрезмерное раскрытие строительных швов, рост остаточных смещений верха стен в сторону камеры.

Усиление эксплуатируемых железобетонных конструкций гидротехнических сооружений (ГТС) позволяет решать задачи продления срока службы, повышения надежности, восстановления и увеличения

несущей способности, уменьшения деформативности, уменьшения раскрытия швов и трещин и т. д.

В настоящее время распространяется метод усиления системами внешнего армирования на основе углеродного волокна, в том числе появился определенный опыт усиления эксплуатируемых конструкций гидротехнических сооружений (ГТС) композитными тканями: Баксанская ГЭС, Эзминская ГЭС, Загорская ГАЭС-2 и др.

При этом указанный метод применим только для тех конструкций, к растянутой зоне которых имеется доступ для устройства системы внешнего армирования. Вместе с тем в подпорных стенах, устоях, стенах шлюзов и других ГТС со стороны растянутой зоны имеется грунтовая засыпка практически на всю высоту этих сооружений, что исключает эффективное применение внешнего армирования.

Для разработки технических решений по усилению длительно эксплуатируемых железобетонных конструкций ГТС представляется необходимым проведение комплекса мероприятий по обоснованию применения базальтокомпозитной арматуры (АБК). АБК, в отличие от стальной, обладает высокой коррозионной стойкостью в различных агрессивных средах, что является в ряде случаев определяющим фактором при выборе материалов усиления. При этом у нее достаточно высокая прочность на разрыв, доступная стоимость и малый вес (в 4 - 4,5 раза легче стальной арматуры). Таким образом, АБК становится конкурентоспособной наравне с традиционно применяемыми стальными канатами, арматурными каркасами или отдельными стальными стержнями. Однако применение композитных материалов в гидротехническом строительстве в настоящее время не нормируется, поэтому способ усиления посредством базальтокомпозитных арматурных стержней требует экспериментально-расчетного обоснования [1].

Использование базальтокомпозитной арматуры в системе усиления методом предварительно напряженного анкерования, или активного анкерования, может оказаться достаточно эффективным. Данная технология применяется, как правило, для сооружений подпорного типа, таких, как стены шлюзов, подпорные стены, устои и т. п. Например, указанный метод применялся при усилении стен шлюза № 8 канала им. Москвы [2].

Технология усиления предварительно напряженной арматурой предполагает следующие операции. Арматура (также могут применяться арматурный каркас, стальные канаты) устанавливается в заранее пробуренные скважины в теле конструкции, заанкеривается внутри него, посредством домкрата создается ее предварительное натяжение, скважина цементируется и после набора прочности инъекционного состава производится операция передачи усилия натяжения на бетон конструкции. Таким образом, происходит обжатие рабочего сечения и элементы усиления сразу включаются в совместную работу с конструкцией, что является существенным преимуществом перед традиционно применяемым усилением железобетонной «рубашкой».

Для реализации вышеуказанной цели проведены экспериментальные исследования, учитывающие характерные особенности железобетонных конструкций ГТС: невысокий класс бетона и арматуры; коэффициент продольного армирования $\mu < 0,01$; наличие межблочных строительных швов; нарушение сцепления рабочей стальной арматуры с бетоном в зоне размещения строительных швов как результат проявления усадочных деформаций бетона при твердении (при строительстве), а также длительной эксплуатации конструкций ГТС при температурных и знакопеременных нагрузках; особый характер трещинообразования конструкций ГТС.

В экспериментальном исследовании использовались модели балочного типа Б1, Б2, Б3, Б4, Б5, которые, для устройства строительных межблочных швов на расстоянии 465 мм от торцов балок, бетонировались с перерывом в две очереди. Конструкция опытных балок представлена на рис. 1.

Поперечное сечение балок: прямоугольное $b \times h = 150 \times 300$ мм, длина – 2000 мм; класс бетона В30÷В35. Нагрузка «Р» от гидравлического домкрата прикладывалась вертикально ступенями и передавалась через горизонтальную траверсу в двух точках на расстоянии 310–330 мм от центра балки, при этом расстояние между силами (зона «чистого изгиба») составило 620–660 мм, а расстояние между силами и опорами («пролет среза») составило 500–540 мм.

На каждом этапе исследований с помощью заранее установленной контрольно-измерительной аппаратуры (индикаторы часового типа, тензорезисторы с базой 20–50 мм) производились измерения прогибов, ширины раскрытия швов и трещин, деформаций бетона, стальной и базальтокомпозитной арматуры.

Модели имеют базовое армирование стальной арматурой: рабочая продольная арматура 2Ø12 класса А400, поперечная арматура установлена только в приопорной зоне в экспериментальных целях. Таким образом, модели обладают малым коэффициентом армирования $\mu = 0,0056$, присущим конструкциям ГТС.

В литературе часто встречается применение метода активного анкерования с установкой предварительно напряженной арматуры (канатов, каркасов) в растянутой зоне конструкции. В то же время установка в сжатой зоне конструкции также представляется перспективной, и в ряде случаев может оказаться более эффективной, в том числе и с точки зрения производства работ.

В связи с этим для реализации технологии усиления АБК в сечении балок устраивались каналы: для Б2 и Б5 – в растянутой зоне, для Б3 и Б4 – в сжатой зоне. Модель Б1 изготовлена без канала со сплошным сечением. Для усиления моделей в продольном направлении в каналы устанавливалась АБК диаметром 12 мм, с помощью натяжителя арматуры в ней создавалось предварительное напряжение на величину, регламентируемую нормативами, $0,45 \cdot 800 = 360$ МПа (принято: коэффициент 0,45 – п. Л.4.2 СП 63.13330.2012 [3]; $R_{f,n} = 800$ МПа – предел прочности АБК при растяжении – таблица 1, п. 5.2.4 СП 295.1325800.2017 [4]), для омоноличивания канала применялся специальный инъекционный состав. В результате предварительного натяжения базальтокомпозитная арматура

удлиняется и в ней появляются растягивающие напряжения, а в конструкции – сжимающие. Закрепленная в таком состоянии арматура сохраняет полученное удлинение, стабилизируя упругую деформацию конструкции.

Для усиления в поперечном направлении предварительно напряженная арматура Ø12 устанавливалась с обеих сторон модели по длине наклонных трещин, образовавшихся при ее разрушении. При этом усиление реальной конструкции подразумевает установку арматуры в скважины, пробуренные в ее теле.

На первом этапе проводились испытания контрольных моделей, не имеющих усиления и армированных только стальной арматурой: Б1 со сплошным сечением, Б3 с каналом в растянутой зоне и Б4 с каналом в сжатой зоне (см. таблицу 1).

Таблица 1.

Результаты контрольных испытаний неусиленных моделей

Наименование варианта усиления	Р*, кН
Изгибаемая конструкция без усиления, поперечное сечение сплошное (модель Б1, этап 1)	52,7
Изгибаемая конструкция без усиления, поперечное сечение с неомоноличенным каналом в растянутой зоне (модель Б3, этап 1)	52,0
Изгибаемая конструкция без усиления, поперечное сечение с неомоноличенным каналом в сжатой зоне (модель Б4, этап 1)	41,6
* – значение опытной нагрузки, соответствующей разрушению балки	

Далее производилось усиление разрушенных моделей по различным вариантам и их испытание. При этом модели Б2 и Б3 усиливались предварительно напряженной арматурой сразу, без их предварительного разрушения. Исследованные варианты усиления представлены в Таблице 2.

На каждом этапе усиления получены данные по деформациям бетона и арматуры, ширине раскрытия швов и трещин, величине прогибов.

Следует отметить, что разрушение балок происходило после образования и развития наклонных трещин по схеме «вертикальная трещина по шву – наклонная трещина из шва по направлению к силе – горизонтальная трещина вдоль рабочей стальной арматуры по направлению к опоре». На участке между силами в зоне «чистого изгиба» образовалась система вертикальных нормальных трещин.

В данном докладе представлены результаты исследования моделей Б1 и Б2 [6]. Модель Б1 изготовлена со стальной арматурой в два приема для устройства межблочных швов. Модель Б2 изготовлена в 2 этапа. На 1 этапе – бетонирование балки со стальной арматурой с межблочными швами и создание канала для АБК. На 2 этапе – предварительное напряжение АБК «на бетон», омоноличивание канала с последующим отпуском арматуры после набора прочности бетона.

Таблица 2.

Исследованные варианты усиления изгибаемой конструкции

Наименование варианта усиления	P^* , кН
1. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции поперечной предварительно напряженной арматурой в «пролете среза» (модель Б1, этап 2) [5]	62,4
2. Усиление изгибаемой конструкции (без трещин) продольной предварительно напряженной АБК в растянутой зоне (модель Б2)	104,0
3. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в растянутой зоне (модель Б3, этап 2)	67,6
4. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в растянутой зоне и поперечной предварительно напряженной арматурой в «пролете среза» (модель Б3, этап 3)	72,8
5. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в сжатой зоне без омоноличивания канала (модель Б4, этап 2)	46,8
6. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в сжатой зоне с омоноличиванием канала (модель Б4, этап 3)	55,12
7. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в сжатой зоне и поперечной предварительно напряженной арматурой в «пролете среза» (модель Б4, этап 4)	83,2
8. Усиление изгибаемой конструкции (без трещин) продольной предварительно напряженной АБК в сжатой зоне (модель Б5, этап 1)	83,2
9. Усиление ослабленной наклонными и нормальными трещинами изгибаемой конструкции продольной предварительно напряженной АБК в сжатой зоне (установка АБК до разрушения балки) и поперечной предварительно напряженной арматурой в «пролете среза» (модель Б5, этап 2)	104,0
* – значение опытной нагрузки, соответствующей разрушению балки	

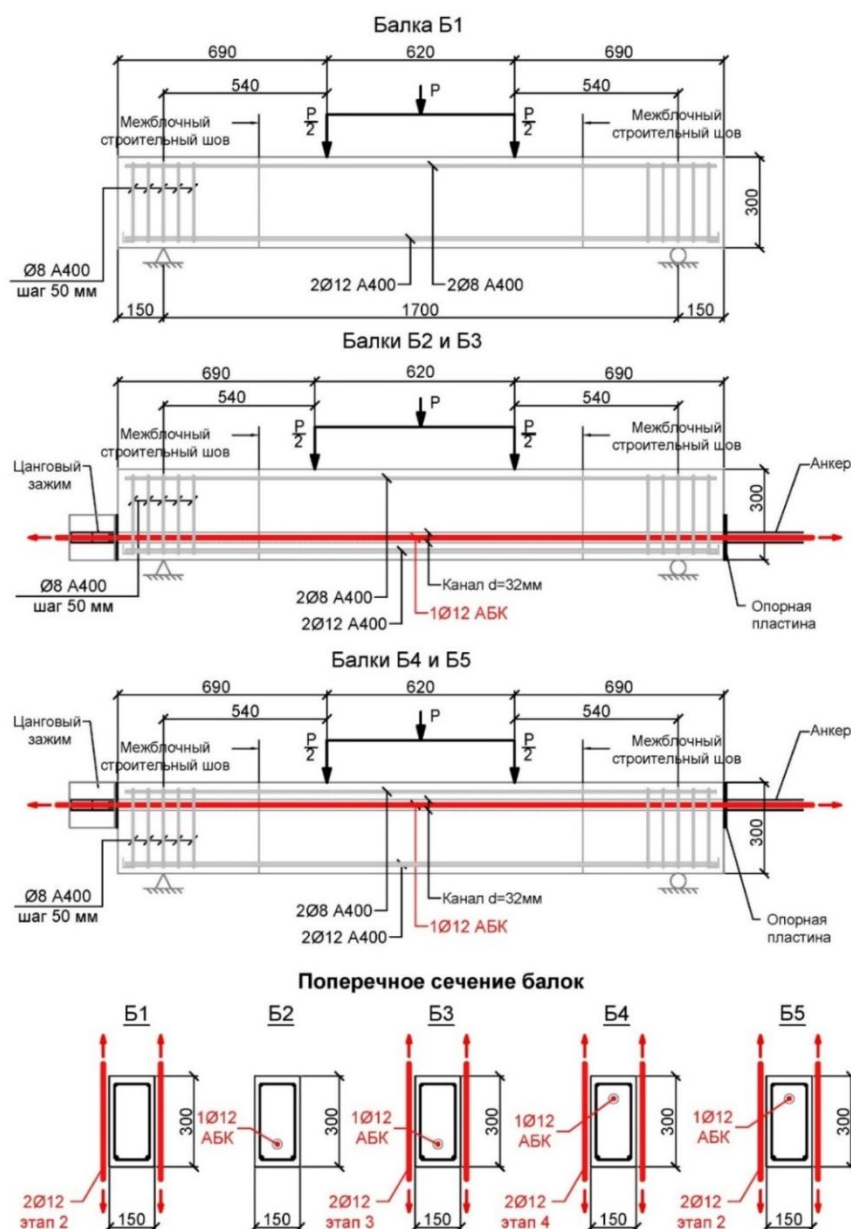


Рис. 1. Конструкция опытных моделей

Рабочее продольное армирование балки Б2: $2\text{Ø}12$ класса А400 (стальная арматура) плюс $1\text{Ø}12$ АБК. Общий коэффициент продольного армирования: $\mu_s + \mu_f = 0,0056 + 0,0033 = 0,0089$ (при модуле упругости стальной арматуры $E_s = 2 \cdot 10^5$ МПа и АБК – $E_f = 0,5 \cdot 10^5$ МПа).

В обеих опытных балках зафиксирован следующий характер трещинообразования (рис. 2, б–в; рис. 3): после раскрытия вертикальных межблочных швов на расстоянии $X_{\text{ш}} = 0,24 \cdot h_{\text{ш}}$ от сжатой грани в балке Б1 и $X_{\text{ш}} = 0,34 \cdot h_{\text{ш}}$ от сжатой грани в балке Б2 произошло выклинивание наклонных трещин по направлению к приложенным силам, при этом при нагрузке, близкой к разрушающей, образовались трещины вдоль продольной стальной арматуры по направлению «от межблочного шва к опорам» в обеих балках (рис. 3, б). На участке между силами в зоне «чистого изгиба» образовалась система вертикальных нормальных трещин.

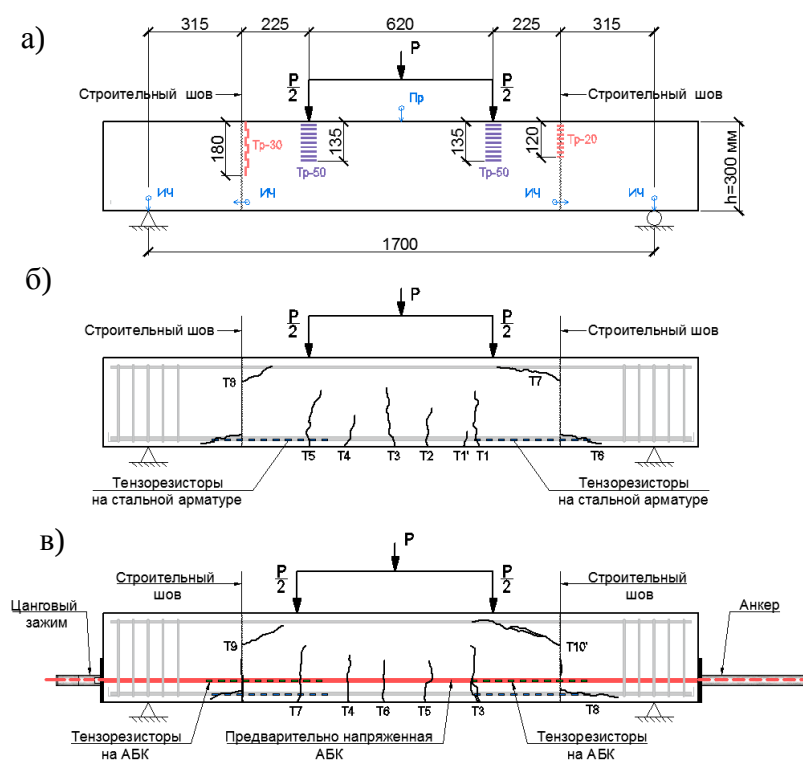


Рис. 2. Схема установки КИА и характер трещинообразования в балках на различных этапах нагружения:
(а – в) – схема установки КИА на бетоне, стальной арматуре и АБК;
б) – характер трещинообразования балки Б1;
в) – характер трещинообразования балки Б2

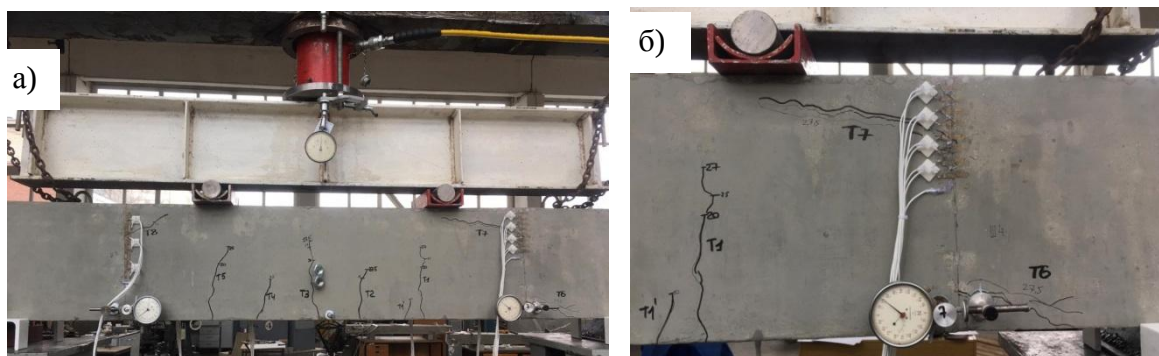


Рис. 3. Характер трещинообразования балок: а) – по длине пролета;
б) – в зоне межблочного шва

Опытные значения силы P , соответствующие образованию наклонных трещин из межблочных швов и разрушению балок Б1 и Б2 представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Результаты испытаний

№ п/п	Опытные значения силы, P (кН)	Для балки Б1	Для балки Б2	Соотношение опытных сил (Б2/Б1)
1	Сила P , соответствующая образованию наклонных трещин из межблочных швов	46,8	67,6	1,44
2	Сила P , соответствующая разрушению балки	57,2 Разрушение хрупкое	104,0 Разрушение нехрупкое	1,82

Из анализа результатов испытаний балок Б1 и Б2 по первой группе предельных состояний следует, что Б2, усиленная предварительно напряженной АБК, имеет лучшие показатели как по величине силы, соответствующей образованию наклонных трещин из межблочных швов, так и по величине разрушающей силы, при этом характер разрушения Б2 – нехрупкое разрушение, в сравнении с балкой Б1, которая разрушилась хрупко.

Графики напряжений стальной и базальтокомпозитной арматуры в сечении по межблочному строительному шву в балках Б1 и Б2 представлены на рис. 4. Из графиков следует, что при нагрузке $P=57,2$ кН, соответствующей хрупкому разрушению балки Б1:

а) растягивающие напряжения в стальной арматуре не превышают предела текучести:

$$\text{в балке Б1: } \sigma_s^{\text{III}} = \varepsilon_s^{\text{III}} \cdot E_s = 158,0 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 315,0 \text{ МПа},$$

$$\text{в балке Б2: } \sigma_s^{\text{III}} = \varepsilon_s^{\text{III}} \cdot E_s = 68,0 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 136,0 \text{ МПа},$$

в) растягивающие напряжения в АБК балки Б2: $\sigma_f^{\text{III}} = \varepsilon_f^{\text{III}} \cdot E_f = 51,4 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 25,7 \text{ МПа}$, что составляет 3,2% от предела прочности АБК при растяжении ($R_{f,n} = 800 \text{ МПа}$ [4]).

Графики напряжений стальной арматуры и АБК в зоне «чистого изгиба» балок Б1 и Б2 представлены на рис. 5. Из графиков следует, что при нагрузке $P=57,2$ кН, соответствующей хрупкому разрушению балки Б1:

а) растягивающие напряжения в стальной арматуре балки Б1:

$$\sigma_s = \varepsilon_s \cdot E_s = 165,0 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 330,0 \text{ МПа},$$

что не превышает предела текучести стальной арматуры;

б) растягивающие напряжения в стальной арматуре балки Б2:

$$\sigma_s = \varepsilon_s \cdot E_s = 30,7 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 61,4 \text{ МПа},$$

что значительно ниже предела текучести стальной арматуры;

в) растягивающие напряжения в АБК балки Б2:

$$\sigma_f = \varepsilon_f \cdot E_f = 22,8 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 11,4 \text{ МПа}, \text{ что составляет } 1,43\% \text{ от предела прочности АБК при растяжении } (R_{f,n} = 800 \text{ МПа} [4]).$$

При нагрузке $P=93,6$ кН (90% от разрушающей нагрузки), близкой к нехрупкому разрушению балки Б2:

а) растягивающие напряжения в сечении по межблочному строительному шву в стальной арматуре:

$$\sigma_s^{\text{III}} = \varepsilon_s^{\text{III}} \cdot E_s = 204,3 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 408,6 \text{ МПа}, \text{ что не превышает предел текучести стальной арматуры;}$$

б) растягивающие напряжения в сечении по межблочному шву в АБК:

$$\sigma_f^{\text{III}} = \varepsilon_f^{\text{III}} \cdot E_f = 180,0 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 90,0 \text{ МПа}, \text{ что составляет } 11,25\% \text{ от предела прочности АБК при растяжении } (R_{f,n} = 800 \text{ МПа} [4]).$$

в) растягивающие напряжения в стальной арматуре в зоне «чистого изгиба»: $\sigma_s = \varepsilon_s \cdot E_s = 150,7 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 301,4 \text{ МПа}$, что не превышает предел текучести стальной арматуры;

г) растягивающие напряжения в АБК в зоне «чистого изгиба»:

$\sigma_f = \varepsilon_f \cdot E_f = 168,6 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5 \cdot 10^5 \text{ МПа} = 84,3 \text{ МПа}$, что составляет 10,5% от предела прочности АБК при растяжении ($R_{f,n} = 800 \text{ МПа}$ [4]).

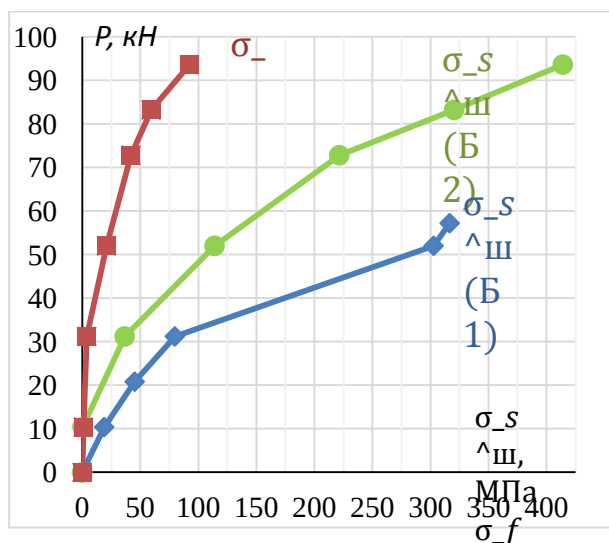


Рис. 4. Графики напряжений стальной арматуры и АБК в сечении по межблочному шву в балках Б1 и Б2

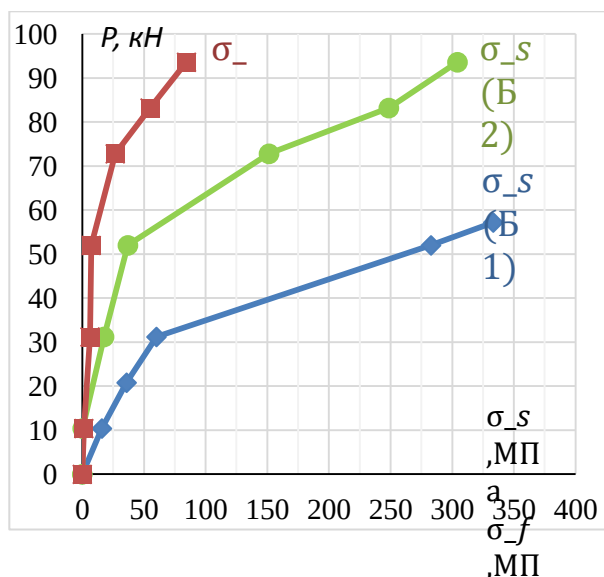


Рис. 5. Графики напряжений стальной арматуры и АБК в сечении под силой P/2 в балках Б1 и Б2

Таким образом, анализ опытных значений растягивающих напряжений в арматуре в балках Б1 и Б2 указывает на тот факт, что применение предварительно напряженной АБК для усиления эксплуатируемых конструкций значительно снижает напряжения в рабочей стальной арматуре, обеспечивая ее сохранность, и обосновывает возможность продления срока службы эксплуатируемых ГТС. При этом снижение уровня предварительного напряжения АБК происходит максимум на 25%.

Деформированное состояние железобетонных балок со строительными швами оценивалось по результатам показаний тензорезисторов, расположенных согласно схеме, представленной на рис. 2а. Анализировались параметры деформированного состояния бетона: продольные деформации укорочения ε_x и поперечные деформации удлинения ε_y . Деформации $\varepsilon_x^{\text{III}}$ в сечении по межблочному шву, представленные на рис. 6, распределялись по закону, близкому к параболическому (балка Б1) или по линейному закону (балка Б2) с максимумом у верхней грани балок. Характер эпюр $\varepsilon_x^{\text{III}}$ и численные значения деформаций $\varepsilon_x^{\text{III}}$, зафиксированные значительными по величине, объясняются наличием трещины по межблочному шву, возникающей в период твердения бетона, что отмечается также в исследованиях [5].

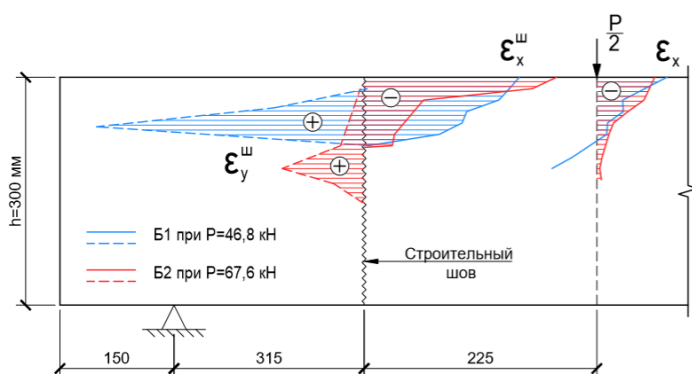


Рис. 6. Продольные деформации укорочения ϵ_x в сечении по межблочному шву и под силой $P/2$; поперечные деформации удлинения ϵ_y в сечении по межблочному шву

Деформации ϵ_x в сечении под силой $P/2$, представленные на рис. 6, при нагрузке, соответствующей образованию наклонных трещин из межблочных швов, распределялись по закону, близкому к треугольному с максимумом у верхней грани, при этом максимальные сжимающие напряжения составили величину $\sigma_x = \epsilon_x \cdot E_b = 39 \cdot 10^{-5} \cdot 3 \cdot 10^5 = 11,7$ МПа, что составляет $\sigma_x/R_b = 0,32$ от призмочной прочности бетона.

Наряду с продольными деформациями укорочения ϵ_x в зоне расположения межблочных швов зафиксированы поперечные деформации удлинения ϵ_y (рис. 6). Наличие деформаций ϵ_x в зоне действия изгибающих моментов и поперечных сил явилось отличительной особенностью деформированного состояния балки Б2, армированной помимо стальной арматуры также и предварительно напряженной базальтокомпозитной арматурой. Следует отметить, что величина деформаций ϵ_y определяется упругопластическими процессами в бетоне в области образования наклонной трещины из межблочных швов.

Результаты экспериментальных исследований балок Б1 и Б2 по второй группе предельных состояний представлены на рис. 7 и рис. 8.

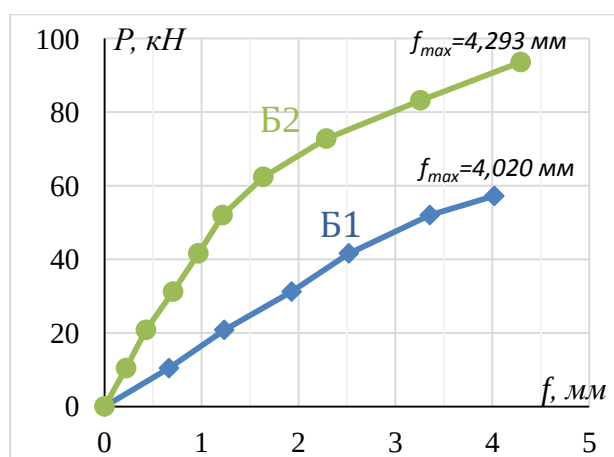


Рис. 7. Графики прогибов балок Б1 и Б2

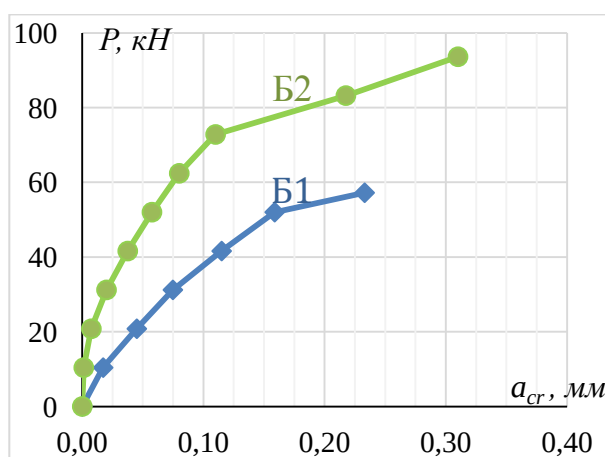


Рис. 8. Графики ширины раскрытия межблочных швов балок Б1 и Б2

Из графика прогибов балок (рис. 7) следует, что при нагрузке $P=46,8$ кН, соответствующей образованию наклонной трещины из блочных швов в балке Б1, прогиб балки Б2 составил 1,13 мм, а балки Б1 – 3,06 мм или 1/1504 и 1/555 по отношению к пролету балок соответственно.

Из графика ширины раскрытия межблочных швов балок (рис. 8) следует, что при нагрузке $P=46,8$ кН, соответствующей образованию наклонной трещины из межблочных швов в балке Б1, ширина раскрытия межблочных швов в балке Б2 составила 0,046 мм, а в балке Б1 – 0,134 мм, т.е. больше, чем в балке Б1 в 2,9 раза.

Необходимо отметить, что применение предварительно напряженной базальтокомпозитной арматуры для усиления длительно эксплуатируемых железобетонных конструкций ГТС требует совершенствования методики расчета прочности, регламентируемой СП 41.13330.2012 [7]. В этой методике «поперечное усилие Q_b , воспринимаемое бетоном сжатой зоны в наклонном сечении» (п. 8.21) дифференцированно включает в себя: собственно поперечное усилие, воспринимаемое бетоном сжатой зоны в наклонном сечении; и поперечное усилие, воспринимаемое продольной рабочей стальной арматурой [7].

Таким образом, при разработке новой методики расчета прочности следует учитывать поперечные усилия: Q_b , Q_s (стальная арматура) и Q_f (базальтокомпозитная арматура).

Выводы:

1. Результаты проведенных экспериментальных исследований показали, что усиление предварительно напряженной базальтокомпозитной арматурой железобетонных конструкций ГТС, в том числе ослабленных межблочными строительными швами, позволило повысить прочность в 1,82 раза с возможностью обеспечения нехрупкого разрушения конструкции. Также усиление эффективно при восстановлении несущей способности конструкции.

2. Выявлен особый характер трещинообразования конструкций с межблочными швами, усиленных предварительно напряженной АБК, что позволяет управлять процессами реализации технических решений при усилении, ремонте, реконструкции железобетонных конструкций ГТС, связанных с размещением дополнительного армирования.

3. Проведенный комплекс экспериментальных исследований указывает на эффективность усиления малоармированных железобетонных конструкций гидротехнических сооружений, находящихся в стадии длительной эксплуатации посредством применения предварительно напряженной продольной АБК и поперечной арматуры.

4. Поскольку базальтокомпозитная арматура не корродирует в водной и в других агрессивных средах, следует обратить внимание на возможность создания высокотехнологичной регулируемой системы усиления малоармированных железобетонных конструкций гидротехнических

сооружений на основе управляемого предварительного напряжения АБК в течение всего срока длительной эксплуатации.

5. Выявлен особый характер трещинообразования конструкций с межблочными швами с предварительно напряженной АБК, что позволяет управлять процессами реализации технических решений при усилении, ремонте, реконструкции железобетонных конструкций ГТС.

6. Применение предварительно напряженной базальтокомпозитной арматуры позволило значительно снизить прогибы и ширину раскрытия межблочных швов в железобетонных конструкциях, армируемых по нормативам [7] стальной арматурой.

7. На основании результатов экспериментальных исследований представляется целесообразным усовершенствовать методику расчета прочности железобетонных конструкций ГТС, учитывающую применение предварительно напряженной базальтокомпозитной арматуры для усиления эксплуатируемых железобетонных конструкций ГТС.

Список использованных источников

1. Беллендир Е.Н., Рубин О.Д., Лисичкин С.Е., Зюзина О.В. Экспериментальные исследования потерь предварительного напряжения базальтокомпозитной арматуры в составе бетонного элемента // Гидротехническое строительство. – 2020. – № 7. – С. 2–6.

2. Жуков В.Н., Тернавский С.В., Зальцман Ю.О., Любомиров А.А. Эффективность ремонта предварительно-напряженными анкерами старых железобетонных стен шлюза № 8 канала имени Москвы // Гидротехническое строительство. – 1996. – № 11. – С. 16–24.

3. СП 63.13330.2012. Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 52-01-2003. – М., 2012. – С. 161.

4. СП 295.1325800.2017. Конструкции бетонные, армированные полимерной композитной арматурой. Правила проектирования. – М.: Стандартинформ, 2017. – С. 55.

5. Зюзина О.В. Экспериментальные исследования железобетонных конструкций гидротехнических сооружений, усиленных предварительно напряженной поперечной арматурой // Строительная механика инженерных конструкций и сооружений. – 2020. – № 16 (6). – С. 504–512.

6. Зюзина О.В., Беллендир Е.Н. Экспериментальные исследования железобетонных конструкций гидротехнических сооружений с межблочными швами, усиленных предварительно напряженной базальтокомпозитной арматурой // Гидротехническое строительство. – 2021. – № 2. – С. 41–47. DOI: 10.34831/EP.2021.31.89.004

7. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – М., 2012. – С. 67.

А.А. Кольк, К.В. Чернов, А.А. Ермилов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
О.В. Захарова

РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОПРОПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ И ДАМБ АБАЛАКСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО РЫБОВОДНОГО ЗАВОДА

This scientific work focuses on the development of methods for the reconstruction of floodgate structures and dams. Reconstruction methods are considered on the basis of the Abalak experimental fish hatchery, the objects of reconstruction are the crest gate and channel strengthening.

Keywords: fish hatchery, hydraulic structures, floodgate structures, dam, gate, coastal defences, characteristics, reconstruction, river, load.

Гидротехнические сооружения должны отвечать требованиям прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности, именно поэтому реконструкция гидротехнических сооружений является неотъемлемой частью эксплуатации. В данной работе акцентируем внимание на разработке способов реконструкции водоспускных сооружений и дамб. Методы реконструкции рассмотрены на базе Абалакского экспериментального рыболовного завода, объектом реконструкции является затвор водоспуска и укрепление русла.

Взамен старых деревянных затворов, которые установлены на рыболовном заводе, рассмотрим современный затвор шандорного типа. Шандоры – это комплект балок из дерева, металла или железобетона, которые предназначены для перекрытия водопропускного отверстия ГТС. Подвижная часть, называемая также шандорной стенкой, выполнена из горизонтально уложенных балок, ее можно считать как плоский затвор секционного типа. Обычно шандоры используют как аварийный или ремонтный затворы, но на низконапорных плотинах используют и в качестве основного затвора.

Технические характеристики щитового затвора:

- размер канала перекрываемого отверстия 100х100мм – 3000х3000мм;
- уплотнение – однонаправленное, двунаправленное;
- давление 0.1–5 м вод. ст.

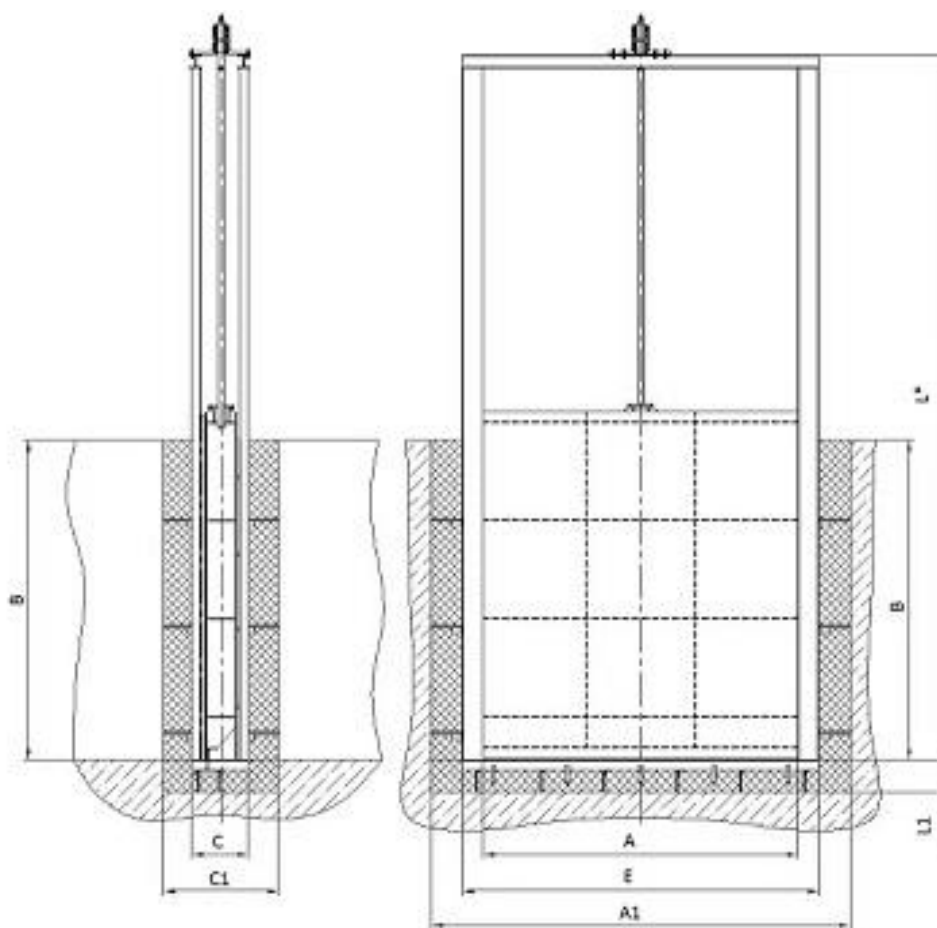


Рисунок 1. Схема щитового затвора поверхностного типа

Для корректного подбора затворов необходимо учитывать следующие параметры:

- место установки – в помещении, на открытом воздухе;
- тип затвора – затвор для открытых каналов, затвор для проемов, затвор для круглых проемов;
- внутренние габариты канала – ширина, глубина;
- параметры щита – высота щита, ход щита;
- тип привода – ручной, электропривод;
- уплотнение – 3-стороннее, 4-стороннее;
- максимальный уровень воды;
- способ монтажа: анкерное, в штробу, без заливки бетоном;
- материал исполнения – тип нержавеющей стали.

Для определения вида строения и материала берегового укрепления нужно учесть ряд факторов:

- Режимные колебания уровня воды, сгонно-нагонные явления, сейши
- Ветровые и судовые волны
- Ледовые воздействия
- Режимы движения наносов

- Переформирования русла под воздействием нестационарных процессов
- Прочностные свойства грунтов
- Режимы подводных вод в конкретных береговых точках

Река Иртыш имеет большую протяженность и обильный расход воды, а значит, имеет достаточно высокую скорость течения, что позволяет нам откинуть большинство возможно используемых материалов для возведения береговых укреплений.

Также нужно учитывать, что в зависимости от типа и конструкции берегового укрепления нужно принять во внимание нагрузки и воздействия волн на гидротехническое сооружение, такие, как: нагрузки от стоячих волн, разбивающихся и прибойных волн на сооружения, нагрузки волн на обтекаемые и сквозные сооружения.

Также в проекте должны быть учтены ледовые нагрузки: так как река Иртыш является судоходной рекой, то обломки льдообразования от судоходного транспорта будут оказывать большое давление на гидротехническое сооружение.

Тип и конструкция берегового укрепления зависит от характера и направленности деформации дна. Поэтому перед строительством берегового укрепления следует провести промеры, устанавливающие величины размывов дна реки, их характер и размеры.

Обобщив вышесказанное, можно сделать вывод по определению типа конструкции берегового укрепления: его определяют нагрузки, вызываемые воздействием водоемов на береговые сооружения и грунты, инженерно-геологические факторы, требования к прибрежно-береговой зоне.

Береговые укрепления можно разбить на три основных типа: упорный пояс или подводные, опояски или надводные, откосные и подпорные стены набережных.

В зависимости от того, какие требования будут предъявлены для проектирования берегового укрепления, которое нужно для определенного места возведения, и их причины, выбирается тип берегового укрепления.

Обобщив опыт проектирования береговых устройств и проанализировав причины их разрушения, можно определить основные принципы конструирования береговых сооружений.

Основание берегового сооружения должно быть защищено от волнового и скоростного размыва.

Конструкция должна удовлетворять давлению грунтов, расположенных на месте возведения берегового устройства, а именно – должна учитывать возможное изменение несущей способности грунтов.

Береговое сооружение не должно пропускать грунт.

Необходимо учитывать весь объем притока подземных вод.

Устройство берегового сооружения должно выдерживать ледовые нагрузки.

Учитывая то, что проектируемое сооружение находится в пределах города, то оно относится к сооружениям инженерной защиты и его класс должен быть назначен проектом в соответствии со СНиП «Гидротехнические сооружения».

Список использованных источников

1. Бочаров В.В. Уплотнения затворов гидротехнических сооружений. М., «Транспорт», 1972.
2. Залькиндсон Е.И., Нефедов Е.Е. Сегментные затворы гидротехнических сооружений. – М., Госэнергоиздат, 1958.
3. Румянцев И.С., Мацея О.С. Гидротехнические сооружения. – М.: Агропромиздат, 1988. – С. 430.
4. Гидротехнические сооружения: Справочник проектировщика / под ред. В.П. Недриги – М.: Стройиздат, 1983. – С. 543.
5. Гидротехнические сооружения для малых ГЭС: учебное пособие / Кыргызско-Российский Славянский университет. – Бишкек, 2001. – С. 150.
6. Механическое оборудование гидротехнических сооружений. Учебник для техникумов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974.
7. Руководство по проектированию береговых укреплений на внутренних водоемах / М-во жил.-комму. хоз-ва РСФСР, Гипрокоммунстрой. – М.: Стройиздат, 1984. – С. 108, ил.

А.Д. Шахова, В.А. Булатов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ВЛИЯНИЕ СБРОСНОГО ПОТОКА НА ГАСИТЕЛИ ЭНЕРГИИ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ ВОДОСЛИВНОЙ ПЛОТИНЫ

In this article, on the example of operated hydraulic structures, the causes and consequences of the influence of the resettable flow on the damper elements of the spillway dam are considered. The most recent repair technologies used for underwater concreting are, their analysis is carried out, on the basis of which the disadvantages and advantages of each method are identified.

Keywords: water flow, damage, energy damper, dynamic influence, cavitation, abrasive abrasion, underwater concreting, caisson, shotcrete-concreting.

Актуальность

Выбранная тема является актуальной в связи с тем, что в настоящий момент времени не издано единых нормативных документов в области ремонтно-восстановительных работ, несмотря на множество разработок, а также рекомендаций, направленных на устранение последствий агрессивного воздействия водных масс на бетонные и железобетонные конструкции водосливных плотин. Следовательно, вопрос об анализе применения существующих технологических решений в области восстановления структуры бетона при возникновении причин, вызывающих изменения качественных и прочностных характеристик гасителей энергии, считается открытым.

Причины и повреждения элементов водосбросной плотины, вызванные влиянием сбросного потока

При строительстве гидроузлов основными сооружениями, входящими в их состав, как правило, выступают водосбросные системы. Главное назначение и цель таких систем – пропуск пиковых расходов с верхнего бьефа водоподпорного комплекса в нижний бьеф.

В процессе эксплуатации таких систем до настоящего момента наблюдаются аварии и повреждения отдельных их элементов, расположенных в нижнем бьефе сооружения, за счет абразивного, динамического и кавитационного воздействия высокоскоростного потока.

Абразивные разрушения происходят за счет перемещения в бурном потоке: обвалов или негабаритов со склонов, строительного мусора, наносов, а также фрагментов водосливной плотины, разрушенных вследствие работы водосбросов [1].

Ярким примером разрушения, вызванного наличием абразива в потоке, служит повреждение дна водобойного колодца СШГЭС, представленного на рисунке 1.



Рисунок 1. Разрушение дна водобойного колодца СШГЭС

Динамические воздействия потока на неподвижные конструкции гидротехнических сооружений (забральные стенки, быки, гасители, решетки и т. д.) зависят от условий обтекания, являются нестабильными во времени и имеют пульсационный характер. Наиболее ярким примером воздействия гидродинамической нагрузки можно считать неоднократное повреждение зубьев-гасителей плотины Илья-Солтейра (отрыв металлической облицовки) и полное разрушение Т-образных пирсов плотины Мататила. Причина – выбор неудачной формы конструкции гасителей.

При определении причин повреждения гасителей довольно сложно установить, что стало причиной разрушения: гидродинамическое воздействие или кавитация. Тесная взаимосвязь этих воздействий объясняется тем, что пульсация давлений сбросного потока о боковые и верхние поверхности гасителей характеризуется отрицательной асимметрией, что способствует появлению вакуумов.

Широко известными случаями повреждений шашек и пирсов от воздействия кавитационной эрозии являются шашки Новосибирской ГЭС (рисунок 2) и Волжской ГЭС [2]. Причиной возникновения данного дефекта послужила работа вышеуказанных гидроузлов при полном открытии затворов отдельных пролетов водосливной плотины и пониженных уровнях воды в нижнем бьефе, вследствие чего на водобое происходил отгон гидравлического прыжка.



Рисунок 2. Кавитационное разрушение шашки Новосибирской ГЭС

Современные методы ремонта бетона гидротехнических сооружений

На основе анализа существующей практики относительно опыта проведения ремонтных работ гидротехнических сооружений, находящихся в зоне переменного уровня или полностью погруженных в воду, определены наиболее актуальные технологические решения и материалы, применяемые для ремонта и реконструкции поврежденных участков [3].

В данной работе предлагаемые способы ремонта гасителей энергии водного потока и применение новейших материалов рассматриваются отдельно.

1. Подводное бетонирование – это особая технология укладки бетонной смеси, осуществляемая непосредственно в воду без проведения специальных водоотливных работ, успешно применяемая для крупных железобетонных конструкций, предполагающих сопротивление значительным нагрузкам. Существует несколько основных методов производства работ:

- метод вертикально перемещающейся трубы (ВПТ);
- метод восходящего раствора;
- укладка бадьями;
- втрамбовывание смеси;
- укладка в мешках.

Метод ВПТ при подводном бетонировании заключается в непрерывной подаче бетонной смеси по трубе, опущенной в специальные ограждения – опалубки, шпунтовые стенки. Производство работ ведется при помощи траверсы, устанавливаемой на рабочей площадке, размещенной над ограждением. К траверсе подвешивается бетоновод, собранный из труб диаметром 200–300 мм (рисунок 3). На первом этапе трубы отпускаются до дна. В полость трубы вводят раствор и при открытии специального клапана, расположенного в нижней части трубы, бетонная смесь растекается по дну

1 – затвор воронки; 2 – загрузочная воронка; 3 – бетонолитная труба; 4 – рабочая эстакада (настил); 5 – опалубка (шпунтовое ограждение); 6 – уровень воды; 7 – звенья труб; 8 – дополнительное крепление опалубки; 9 – ограждение; 10 – бетоновод; 11 – плавучий кран; 12 – каменно-щебеночная отсыпка

1 – затвор; 2 – воронка; 3 – труба; 4 – решетчатая шахта; 5 – рабочая эстакада; 6 – уровень воды; 7 – наброска из заполнителя; 8 – раствор; 9 – опалубка (шпунтовое ограждение); 10 – ограждение рабочего настила по контуру; 11 – лебедка; 12 – шланг, подающий раствор; 13 – растворонасос

При укладке бетона в бадьях смесь отпускают в воду на основание бетонируемого элемента и разгружают при помощи специальных отверстий, выполненных на дне конструкции. Укладка ведется послойно. После укладки первого слоя бетонной смеси, не допуская начала его твердения, отпускается новая бадья, вдавливаясь в уложенный ранее раствор на 5–10 см, и далее постепенным подъемом разгружается.

Втрамбовывание бетонной смеси начинается с создания бетонного островка, укладываемого под углом 35–45 ° к горизонту, возвышающегося над поверхностью воды не менее чем на 30 см (рисунок 5). Последующее распространение новых порций бетонной смеси производится в ранее созданный островок, не ближе чем на 20–30 см к поверхности воды, для того чтобы не допустить соприкосновения с водой новых порций бетона [5].

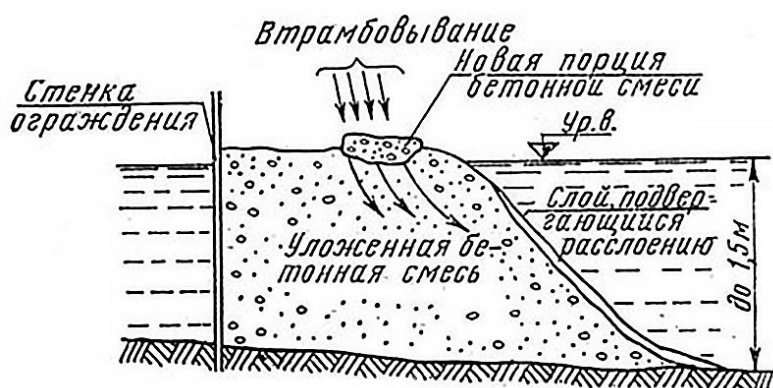


Рисунок 5. Трамбовка раствора

Укладка смеси в мешках, изготовленных из прочной водопроницаемой ткани, обычно осуществляется вручную водолазами. Заполненные на 2/3 бетонной смесью мешки погружаются в воду и укладываются с дальнейшей перевязкой швов. Для наиболее плотного сцепления смежных рядов уложенные мешки прошивают заостренными стальными штырями.

2. Создание сухой зоны при помощи заградительных устройств. Наибольшее распространение среди заградительных устройств получило применение нетиповой оснастки – кессонов. Кессон подразумевает под собой сборную конструкцию, представляющую опалубку, закрепляемую на стене ремонтируемого сооружения или отпускаемую непосредственно в воду. Применение данного способа позволяет проводить бетонные работы без участия водолазов, тем самым приводя к существенному снижению стоимости и сокращению сроков реализации проектов. Примером применения данной конструкции служит реконструкция шашек-гасителей Новосибирской ГЭС (рисунок 6) [6].

Использование технологии создания «сухой рабочей зоны» подразумевает собой выполнение следующей последовательности работ:

1. Сборка кессона на подготовительной площадке;
2. Подготовка к установке рабочего положения;

3. Надежное закрепление устройства в месте ремонта и реконструкции;
4. Создание свободного от воды пространства при помощи откачивающих насосов;
5. Выполнение восстановительных работ.

В случае проведения работ в зимний период или защиты от дождя, ветра и солнца каждый кессон оснащается тентом.

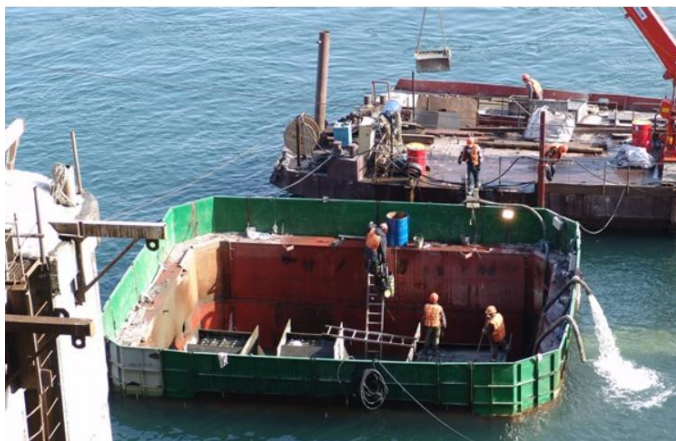


Рисунок 6. Проведение ремонтных работ шашек-гасителей Новосибирской ГЭС в кессонах

3. Торкретирование подразумевает собой способ послойного нанесения бетонного раствора для восстановления бетонной поверхности без применения опалубки, обеспечивающий при этом заполнение выбоин, трещин, полостей и формирование массива высокой прочности [7].

Торкрет – это бетонный раствор, подаваемый под давлением с помощью специального оборудования.

Технология торкрет-бетонирования осуществляется в несколько последовательных этапов:

- очистка конструкции (удаление слабого бетона, органики);
- зачистка арматуры пескоструйной обработкой;
- армирование анкерами и сеткой;
- нанесение бетона высоких марок (гидротехнического бетона), с повышенной устойчивостью к морозостойкости и водонепроницаемости;
- покрытие специальным пленкообразующим составом или пленкой для предотвращения испарения влаги.

Сравнительный анализ представленных технологий проведения ремонтных работ

Для наглядности представления преимуществ и недостатков ремонта гасителей энергии рассмотренными ранее методами в работе был произведен сравнительный анализ по каждому из них и представлен в таблице 1.

Таблица 1. Сводная таблица сравнительного анализа применяемых методов ремонта

Применяемая технология		Преимущества	Недостатки
Подводное бетонирование	- вертикально перемещающаяся труба	нижние слои укладываемого бетона остаются защищенными от воды под слоем первой порции бетона; глубина применения от 1 до 50 м	сложность в обустройстве оснастки площадки бетонирования; непосредственное соприкосновение с водой; непрерывность производства работ
	- восходящий раствор	снижение расхода цемента; осуществление работ в два этапа; нет необходимости в транспортировании рабочей смеси; применение неподвижных труб	ненадежное заполнение пустот; повышенные требования к отбору крупности заполнителя
	- укладка смеси бадьями	низкая себестоимость; использование без обустройства подмостей; укладка смеси на неровную поверхность	возможная слоистость бетонной кладки; частичный размыв
	- втрамбовывание смеси	возможность бетонирования наклонных и вертикальных поверхностей; отсутствие необходимой разбивки конструкции на секции	малая глубина применения; применение только при неармированном бетонировании; высокая трудоемкость в связи с непрерывностью процесса и высокой скоростью подачи
	- укладка в мешках	применение на неровной поверхности; низкая себестоимость; возможность использования без применения дополнительных конструкций	необходимость применения водолазных работ; трудности осуществления работ в зимнее время
Кессоны		осуществление работ в зимний период; отсутствие водолазных работ, уменьшение сроков реализации ремонта; производство бетонных работ без взаимодействия с водной средой; мобильность и разнообразие форм конструкции; обладание собственной плавучестью	невозможность проведения работ в период паводков
Торкретирование		возможность работы при отрицательных температурах; малое водопоглощение за счет уплотнения материала; повышенная прочность к механическим нагрузкам; стойкость к перепадам температур, агрессивным средам; осуществление мероприятий в местах с ограниченным доступом	сложное исполнение; большой объем работ по подготовке поверхности; проведение работ только при наличии сухой зоны работы

Несмотря на большое разнообразие актуальных современных технологий проведения бетонных работ на сооружениях, взаимодействующих с водным потоком, наибольшее предпочтение при строительстве и реконструкциях существующих ГЭС отдают методу подводного бетонирования с применением вертикально перемещающейся трубы.

Вывод

К настоящему моменту существует множество публикаций, касающихся повреждений гасителей энергии, описывающих характер повреждения, причин возникновения нарушения однородности конструкций. Однако если сведения о происходящих авариях возможно найти в различных источниках, то наиболее ценный опыт эксплуатации с детальным описанием принятой конструкции, состояния сооружения до повреждения, условий, в которых оно произошло, и наиболее эффективных методов устранения, а также ремонта повреждений получить практически невозможно.

Список использованных источников

1. Замечания по гидравлическому расчету гасителей энергии за водосбросными сооружениями, их проектированию и эксплуатации. Дерюгин Г.К. // Известия ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева. – 2015. – Т. 275. – С. 10–23.
2. Повреждения и аварии гасителей энергии и бетонного крепления нижнего бьефа. Проворова Т.П. // Известия ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева. – 2002. – Т. 240. – С. 50–63.
3. Ваняшин М.Ю. Анализ методов подводного бетонирования, применяемых в современном строительстве / М.Ю. Ваняшин // Проектирование и строительство: Сборник научных трудов. 13 марта 2020 года. – С. 63–66.
4. Подводное бетонирование – материалы, технология [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://beton-house.com/iz-monolitnogo/betonirovanie/podvodnoe-betonirovanie-1072>
5. Специальные методы бетонирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://stroyrubrika.ru/concreat/spec.php>
6. Новосибирская ГЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nges.rushydro.ru/press/news/89001.html>
7. Торкретирование бетона: технология и методы нанесения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ksgidro.ru/texnicheskie-resheniya/torkretirovanie-betona-texnologiya-i-metodyi-naneseniya.html>

П.Д. Викулова, Т.Ю. Толошинова
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ПЛОТИНЫ В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

We can assume that most of the territory of Russia has severe climatic conditions. The peculiarities of these conditions require the development and application of additional design and technical solutions for the high-quality construction of hydraulic structures and ensuring their safe operation.

Keywords: dams, severe conditions, permafrost, climatic conditions, cryology, permafrost, construction, hydroelectric power stations, structural and technical solutions, frozen soils, thawed soils.

Краткий обзор

Можно считать, что большая часть территории России имеет суровые климатические условия. Особенности этих условий требуют разработки и применения дополнительных конструктивных и технических решений для качественного строительства гидротехнических сооружений и обеспечения их безопасной эксплуатации. В данной работе на примере проектирования Бодайбинский ГЭС (Иркутская область) рассмотрены особенности к проектированию, строительству и эксплуатации гидротехнических сооружений (бетонных и грунтовых), расположенных в суровых климатических условиях с распространением вечной мерзлоты.

Описание проблемы. Актуальность

В России к регионам с суровыми климатическими условиями относятся в основном Восточная и Западная Сибирь, а также север Дальнего Востока.

Суровые климатические условия для района строительства Бодайбинской ГЭС характеризуются:

- низкими температурами наружного воздуха:
 - температура воздуха среднегодовая – $+4,5^{\circ}\text{C}$;
 - средняя температура самого холодного месяца – января – -35°C ;
 - абсолютный минимум температуры – -55°C ;
 - расчетная температура района строительства – минус 49°C ;
- мерзлыми грунтами основания (вечная мерзлота):
 - в соответствии с картой распространения вечной мерзлоты в России район Бодайбо находится в зоне прерывистого распространения вечной мерзлоты с глубинами от 15 до 60 м.

- большими амплитудами колебаний температуры воздуха:
 - амплитуда колебаний температур Бодайбо составляет 86 градусов;
 - большие амплитуды колебаний температуры воздуха могут выполнять роль дополнительной нагрузки на основание.

Районы вечной мерзлоты чаще всего энергодефицитные, так как возможность поставки электроэнергии ограничена труднодоступностью. ГЭС являются отличным поставщиком электроэнергии благодаря своей маневренности, способности покрывать пики графика нагрузок и участвовать в базе энергосистемы.

Особенности проектирования плотин в суровых условиях

Климатические и криологические условия определяют наличие следующих особенностей для проектирования, строительства и эксплуатации Бодайбинской ГЭС:

- конструкционные и технические решения должны соответствовать условиям эксплуатации многолетнемерзлых грунтов;
- проектирование плотины должно выполняться специалистами, занимающимися проектированием сооружений в особо сложных мерзлотно-геологических и климатических условиях;
- при проектировании должны использоваться требования нормативных документов, учитывающих особенности строительства в северной климатической зоне;
- необходима разработка специальных проектов на установку контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) для проведения натурных наблюдений за работой сооружения как в процессе строительства, так и на период эксплуатации и консервации сооружений в условиях эксплуатации на территории распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ);
- необходимо выполнение расчетов по прогнозу изменения криогенного состояния грунтов на период строительства, в период эксплуатации и на период консервации;
- применение особых технологий строительства бетонных и грунтовых сооружений.

Выполнение указанных требований при проектировании плотины является залогом ее успешной эксплуатации. Рассмотрим применение этих принципов для Бодайбинской ГЭС.

Конструкционные и технические решения

Конструкционные и технические решения должны соответствовать условиям эксплуатации многолетнемерзлых грунтов.

Инженерные изыскания

В составе инженерных изысканий для плотины должен быть проведен анализ фактических данных о метеорологических и геокриологических условиях и проведены дополнительные метеорологические и геокриологические исследования, связанные с условиями строительства и эксплуатации на территории распространения многолетнемерзлых грунтов

(ММГ). Дана оценка мерзлотных условий, по которым район (участок, площадка) должен быть признан благоприятным или неблагоприятным для возведения гидротехнического сооружения.

Требования по сохранению талого основания

Работы по сохранению талого основания необходимо начинать еще в период строительства и сохранять во весь период эксплуатации.

В период строительства для сохранения естественного талого состояния в основании бетонных и грунтовых плотин при разработке котлованов необходимо **вскрывать основание летом и оставлять защитный слой не менее 3,64 м** (глубина сезонного промерзания), либо закрывать вскрытое основание утеплителем с необходимой толщиной теплоизоляции.

Бетонные блоки дна водобоя и рисбермы выполнять только в летний период. Также в летний период должно быть обеспечено возведение первых слоев суглинистого экрана на высоту не менее 5,0 м, чтобы обеспечить гарантированное непромораживание основания.

В период строительства тело грунтовых плотин подвергнется промораживанию, а в дальнейшем под влиянием фильтрующей воды будет происходить его оттаивание. Скальная низовая призма получит дополнительные осадки, связанные с этим процессом, что должно повлечь за собой **увеличение толщины суглинистого экрана и изменение технологии отсыпки низовой скальной призмы:** слоями с уплотнением с целью уменьшения суммарной осадки скальной призмы в период эксплуатации, чтобы не сломался экран.

Обязательно выполнить потерну в бетонных и грунтовых частях, которая позволит обогревать внутреннюю часть сооружений в строительный и в эксплуатационный период.

Соблюдение принципов использования

Гидротехнические сооружения на вечномерзлых грунтах проектируются по двум различным принципам использования:

- I принцип: плотины мерзлые;
- II принцип: плотины талые.

Бодайбинскую плотину, имеющую в основании скальные грунты – биотитовый сланец (породообразующий материал для гранита), предлагается запроектировать по талому принципу.

Проект плотины, возводимой на естественном основании, соответствующем талому принципу, предусматривает сохранение талика в основании в районе реки и оттаивание вечномерзлых грунтов под воздействием водохранилища. Как правило, оттаивание длится несколько лет (иногда десятилетий). Оттаивание является следствием отепляющего воздействия фильтрационного потока, который формируется в естественном основании и теле плотины под влиянием перепада между уровнями верхнего и нижнего бьефов. При оттаивании мерзлых грунтов происходит

существенное изменение их физико-механических свойств. Такое изменение всегда направлено в сторону ухудшения этих свойств.

По этой причине чрезвычайно важным при проектировании гидроузлов в суровых климатических условиях является расчет конечной установившейся границы, которая разделяет талую и мерзлую зоны основания. Такой расчет называется прогнозом теплового влияния водохранилища на мерзлое основание. Скальные основания оказываются более надежными основаниями, чем нескальные.

Уменьшение влияния температурных перепадов при строительстве бетонных плотин

В суровых климатических условиях тело плотины в период строительства подвергается нагреву в результате твердения бетона, после завершения бетонных работ – остыванию до более низких температур под воздействием отрицательных температур окружающего воздуха.

В процессе эксплуатации температурные воздействия продолжают из-за сезонных колебаний температуры наружного воздуха с размахом 86 градусов. Это обстоятельство создает неблагоприятное напряженное состояние плотины, вызывает температурную усадку ее элементов, что приводит к образованию трещин и раскрытию швов на верховой и низовой гранях плотины и в конечном итоге приводит к недолговечности сооружения.

Чтобы уменьшить влияние температурных перепадов при строительстве бетонных плотин, применяем особые способы возведения и зонирование марок бетона:

особые способы возведения сооружения

- поярусно возводим низовую часть и верховой столб, между ними оставляем широкий шов 1–1,5 м (рис. 1, а);

- применяем столбчатую разрезку с широкими швами (рис. 1, б);

Широкие швы омоноличиваются даже в случае промерзания бетона в столбах. Бетонируя замыкающие блоки при температурах ниже эксплуатационной, получим обжатие напорной грани при эксплуатации и, следовательно, – водонепроницаемость, что очень выгодно отличает эту разрезку от других.

✓ *зонирование марок бетона*

Схема зонального расположения марок бетона показана в водосливной плотине Бодайбинской ГЭС (рис. 2).

Уменьшение влияния температурных перепадов при строительстве грунтовых плотин

Грунтовые плотины для Бодайбинской ГЭС запроектированы каменно-земляными с суглинистым экраном. Гребни таких плотин находятся под объемным температурным воздействием наружного воздуха и водохранилища. В зимний период при сработке водохранилища гребень плотины промерзает на значительную глубину. Весной и летом при

наполнении водохранилища гребень плотины с примыкающей к нему верхней частью ядра (оголовком) оттаивают.

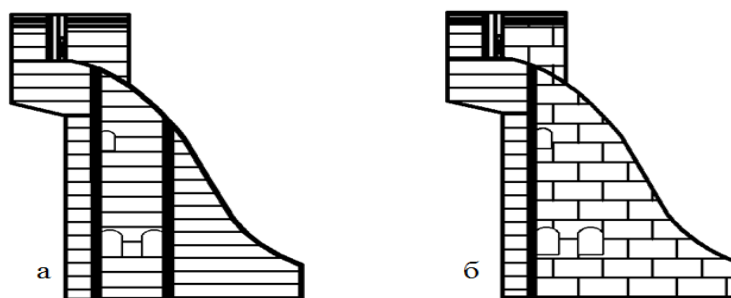


Рисунок 1. Схема бетонирования для проектируемой плотины:
а – столбчатым способом с широкими межстолбчатыми швами;
б – совмещенная разрезка: столб со стороны верховой грани и ярусная со стороны НБ, разделенные широким швом

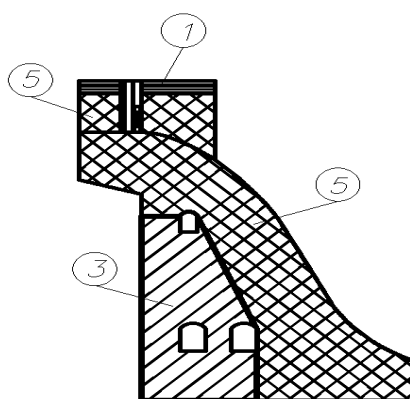


Рисунок 2. Схема зонального расположения марок бетона для водосливной плотины:
 1 – зона взаимодействия с наружными климатическими условиями (марка бетона В30F200 с высокими требованиями по прочности и морозостойкости (далее МРЗ);
 2 – зона переменного уровня (марка бетона В30F500 с высокими требованиями по МРЗ); 3 – зона подводная, напорная (марка бетона В30W6 с высокими требованиями по водонепроницаемости W); 4 – зона внутренняя отсутствует (требования по прочности и минимальное тепловыделение); 5 – зона, подверженная истиранию (марка бетона В30W6F500 с высокими требованиями к истиранию – кавитационнотойкий бетон, дополнительными специальными требованиями – аэрирование потока и другие, особые требования к производству работ)

В результате попеременного замораживания – оттаивания в гребне возникают сложные криогенные процессы, вызывающие пучение грунтов, снижение фильтрационной и суффозионной прочности ядра плотины, что может привести к снижению надежности и безопасности эксплуатации сооружения. Чтобы избежать пучения грунтов, оголовки ядра предлагается защищать слоем из непучинистого грунта. Для проектируемой плотины применен песчаный грунт толщиной 5,0 м.

Для земляных работ:

- проведение мероприятий по предотвращению замерзания грунтов (утепление, вспахивание, засоление);
- оттаивание грунтов перед разработкой, уплотнением и устройством следующего слоя;
- механическое разрушение мерзлых грунтов;
- разработка мерзлых грунтов взрывами.

К производству **бетонных работ** в зимний период для суровых климатических условий предъявляется ряд требований, основные из которых:

- выбор и технико-экономическое обоснование способа зимнего бетонирования в специальных тепляках, с разработкой технологических карт;
- максимальное сохранение начальной тепловой энергии бетонной смеси при ее доставке на объект и в период укладки в конструкцию;
- удаление снега и наледи из опалубки и армоизделий;
- увеличение продолжительности уплотнения бетона (по расчету) при его укладке в конструкцию;
- обеспечение заданных температурно-влажностных и иных условий выдерживания бетона;
- достижение требуемой прочности бетона по морозостойкости до его замораживания.

Основой формирования технологии зимнего бетонирования является обеспечение условий, при которых монолитные железобетонные конструкции в короткие сроки, с наименьшими затратами могли бы набрать критическую прочность по морозостойкости или требуемую для восприятия проектных нагрузок с необходимым качеством.

Технологические особенности строительства грунтовых плотин в суровых климатических условиях

Для проектируемой плотины предлагается использование следующей технологии для возведения суглинистого экрана. Суглинистый грунт разрабатывается в карьере в летнее время и складировается в бурты объемом ~200 тыс. м³, высотой 16–18 м при ширине гребня 30–40 м (большой объем бурта предохраняет основную массу грунта от промерзания). Использование химических методов защиты от промерзания путем засоления хлористым натрием или хлористым кальцием (температура замерзания грунта за счет засоления может быть понижена до –7... –8 °С) верхней части бурта на месте, а грунта периферийных зон в карьере – из расчета 20–30 кг/м² и отсыпки засоленного грунта на откос слоем 2–3 м. Покрытие всей поверхности бурта пенольдом толщиной 0,5 м, что уменьшает глубину промерзания на 1 м. Электропрогрев бурта при его разработке в зимнее время. Все эти технологические мероприятия позволяли иметь в течение зимы талый глинистый грунт для укладки в тело плотины.

Перед укладкой очередного слоя грунта поверхность ранее уложенного слоя очищается от камней и смерзшихся комков грунта, снега и льда. Грунт поверхностного слоя прогревается и поливается соляным раствором.

На плотине для прогрева можно использовать турбореактивные двигатели, смонтированные на шасси трактора. Струя газа при температуре +300... +500 °С в течение нескольких минут очищает 400–700 м² поверхности карты и прогревает грунт до +5... +10 °С.

Главное требование этой технологии возведения – непрерывность производства работ, так как это требование в основном и защищает грунт от промерзания при разработке бурта и на карте отсыпки. Хранение грунта для зимней отсыпки в буртах имеет и другие положительные стороны: выравнивание зернового состава при вертикальной разработке бурта, выравнивание влажности и т. д.

Вопросы безопасной эксплуатации плотин в суровых климатических условиях

Эксплуатация плотин в суровых климатических условиях, при наличии мерзлоты, так же сложна, как проектирование и строительство. Необходима разработка и выполнение особых требований, связанных с нарушением фильтрационной прочности, статической устойчивости, контактных размывов, повышенного трещинообразования, усиливающихся из-за неравномерных деформаций, возникающих из-за оттаивания мерзлоты под воздействием фильтрующей воды.

Для контроля состояния гидротехнических сооружений должны быть разработаны:

- порядок технической диагностики сооружений;
- методическая схема диагностирования;
- выбраны объекты (элементы) диагностирования сооружений;
- разработан порядок проведения периодического многофакторного анализа эксплуатационной надежности сооружений на основе данных натурных наблюдений, расчетов, критериальных показателей;
- разработаны специальные проекты на установку контрольно-измерительной аппаратуры (КИА).

Заключение

Практика гидротехнического строительства показывает, что строительство крупных гидротехнических сооружений в условиях вечной мерзлоты возможна.

Каменно-земляные плотины, длительно эксплуатирующиеся в суровых климатических условиях, запроектированные с выполнением принципов эксплуатации в условиях замораживания и оттаивания грунтов, показали свою надежность. Однако при этом особое внимание должно быть уделено фильтрационному и температурному режимам системы «грунтовая плотина – основание», изменения которых, в основном, являются причиной аварийных ситуаций. Это устанавливает повышенные требования к конструкциям и качеству противофильтрационного элемента, а также требует

дополнительных исследований и совершенствования методов решения фильтрационно-температурных задач при проектировании, строительстве и эксплуатации.

В России разработаны, опробованы и удачно используются способы укладки бетона при температурах до минус 40 °С, гидротехнические сооружения, возведенные с применением этих способов, успешно длительно эксплуатируются.

Реки России, протекающие в районах с суровым климатом, многоводны, строительство ГЭС на них эффективно и могло бы способствовать промышленному освоению этих территорий.

Список использованных источников

1. Ведерников Л.Е. Обобщение опыта строительства и эксплуатации мерзлотной плотины на р. Мяундже» / Л.Е. Ведерников // Труды ВНИИ-1 : сб. рефератов (1958 г.). – Магадан: ВНИИ-1, 1959. – С. 39–46.
2. Гулый С.А. Анализ причин некоторых ошибочных решений в проектах гидротехнических сооружений, возводимых в условиях криолитозоны – Магадан, 2017. – С. 92–94.
3. Гулый С.А. Исследование причин изменения физико-механических свойств грунтов в теле плотины Аркагалинской ГРЭС // Гидротехническое строительство. – 2007. – № 12. – С. 2–7.
4. Каган А.А. Инженерно-геологический мониторинг гидротехнических сооружений в криолитозоне / А.А. Каган, Н.Ф. Кривоногова // Гидротехническое строительство. – 2003. – № 3. – С. 57–60.
5. Рекомендации по проектированию сооружений хвостохранилищ в суровых климатических условиях. – М. : Стройиздат, 1977. – 152 с.
6. Трупаков Н.Г. Замораживание грунтов в строительстве / Н.Г. Трупаков // Издательство литературы по строительству. – М., 1970. – 224 с.
7. Панов С.И. Научные аспекты гидротехники Крайнего Севера / С.И. Панов, Н.Ф. Кривоногова // Гидротехническое строительство. – 2011. – № 9. – С. 55–59.
8. Чжан Р.В. «Опыт строительства гидротехнических сооружений в Якутии и изменение инженерно-геологических условий территории под влиянием гидроузлов и меняющегося климата» // Институт мерзлотоведения им П. И. Мельникова – Якутия, 2018. – С. 27.

П.Д. Викулова, В.А. Булатов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

**ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАБОТЕ
АРОЧНО-ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ.
ЗОНЫ РАЗУПЛОТНЕНИЯ В ОСНОВАНИЯХ И БЕРЕГАХ
И ПРИЧИНЫ ИХ РАЗВИТИЯ**

Hydraulic structures are complex engineering structures, the operation of which must be ensured by safety, which means that accidents and destruction are excluded. Special attention during the operation of hydraulic structures (GTS) should be paid to the processes occurring at the base of the dam.

Keywords: deformation processes, arch dam, gravity dam, arch-gravity dam, decompression, foundation, banks, crack formation, crack development, filtration costs.

Гидротехнические сооружения представляют собой сложные инженерные конструкции, при эксплуатации которых должна быть обеспечена безопасность, а значит, исключены аварии и разрушения.

Особое внимание в период эксплуатации гидротехнических сооружений (ГТС) должно уделяться процессам, происходящим в основании плотины. Гравитационная плотина обеспечивает свою устойчивость с помощью собственного веса плотины и силы трения по основанию. Арочная плотина – для обеспечения устойчивости использует не вес самого сооружения, а только арочную конструкцию, которая в свою очередь передает нагрузку со стороны водохранилища на берега. В арано-гравитационных плотинах используют оба фактора устойчивости.

Описание объекта исследований

Саяно-Шушенская гидроэлектростанция имени П. С. Непорожного – крупнейшая по установленной мощности электростанция России. Расположена на реке Енисей, на границе между Красноярским краем и Хакасией, у поселка Черемушки, возле Саяногорска.

Является верхней ступенью Енисейского каскада ГЭС. Уникальная арано-гравитационная плотина станции высотой 242 м и длиной плотины 1074 м – самая высокая плотина России и одна из высочайших плотин мира. Более подробные технические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1. Технические характеристики Саяно-Шушенской ГЭС

Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	23 500
Разновидность электростанции	Плотинная
Расчетный напор, м	194
Электрическая мощность, МВт	6400
Характеристики оборудования	
Тип турбин	радиально-осевые
Количество и марка турбин	10×РО–230/833–В–677
Расход через турбины, м³/с	10×340
Количество и марка генераторов	10×СВФ1–1285/275–42 УХЛ4
Мощность генераторов, МВт	10×640

Деформационные процессы в основаниях и берегах и причины их развития

Для исследования ситуации раскрытия трещин в приконтактной зоне основания и в бетоне со стороны напорной грани плотины был выполнен анализ всех данных натурных измерений и проведены специальные исследования.

Первые признаки трещинообразования в контактной зоне основания и в бетоне первого столба плотины были обнаружены в 1980–83 гг. В этот период размах колебаний уровня верхнего бьефа при сработке-наполнении водохранилища был максимальный за все время работы плотины под нагрузкой и составлял от 60 до 90 метров. Основную нагрузку воспринимал первый столб плотины, который возводился с большим опережением относительно других столбов. Восприятие в 1980–83 гг. гидростатического давления верхнего бьефа неполным профилем плотины способствовало развитию трещин в первых столбах плотины.

В 1980 г. при напоре 120 м струнные датчики линейных перемещений ПЛПС-400 и ПЛПС-2000, установленные на контакте вблизи верховой грани, зафиксировали, что раскрылся контакт под первым столбом ключевой 33 секции плотины на величину 0,29 мм, а в 1985 г. при напоре 194 м (88% от расчетного напора) раскрытие наблюдалось под всеми русловыми секциям первого столба плотины. Максимальное раскрытие наблюдалось под секцией 18 и составило 2,57 мм. Одновременно с раскрытием контактного шва были зафиксированы раскрытия трещин в бетоне первого столба на высоте 47–50 м от подошвы в секциях 23, 26, 33, 45. В 1985 г. трещина распространялась в сторону НБ на величину более 0,25 м, в 1986 г. – на 1,5 м, в 1989 г. – на 12,8–20 м.

При первом наполнении до НПУ в 1990 г. максимальные раскрытия контакта бетон – скала достигли: 6,28 мм под станционной плотиной (сек. 18), 14,68 мм и 9,4 мм – под водосливной. С 1990 г. по 1995 г. нарастала величина необратимой составляющей раскрытия, которая для станционной плотины под напорной гранью составила 2,4 мм и 2,1 мм в секциях 18 и 25 соответственно. Разуплотнение контакта достигло в 1995 г. расстояния 30 м от напорной грани.

Дополнительно установленная аппаратура в приконтактной зоне по направлению потока позволила оценить распространение растягивающих деформаций за период после выполненных в 1996–2003 гг. ремонтных работ в 2014 г. – от 57 до 70 метров от напорной грани.

Вследствие образования и раскрытия трещин в теле плотины и основании стала расти приточность фильтрующей по трещинам воды в дренажную галерею и потерны в теле плотины.

С наполнением водохранилища происходило дальнейшее раскрытие трещин и увеличение фильтрационных расходов. С 1990 г. при наполнении водохранилища до проектной отметки впервые отмечается интенсивный, аномальный рост притока фильтрационных вод в дренажных галереях плотины. Максимальный суммарный фильтрационный расход через основание и бетон напорной грани плотины составил в 1990 г. 660 л/с, а к 1995 г. возрос до 1038 л/с (таблица 2).

Таблица 2. Фильтрационные расходы при НПУ, л/с

Годы	Q Суммарный по плотине и основанию	Q бетона между отм. 0 – 27 м	Q бетона между отм. 27 – 54 м	Q основания
1990	660	300	3	357
1991	806	371	4	416
1992	879	382	10	475
1993	863	284	13	547
1994	932	406	27	483
1995	1038	457	51	520

К 1995 г. суммарный фильтрационный расход по основанию и берегам увеличился относительно 1990 г. в 1,5 раза, достигнув величины 520 л/с. Допустимая (прогнозировавшаяся на стадии проекта) величина 105 л/с была превышена более чем в 3 раза еще при первом наполнении водохранилища до НПУ.

Интенсивный рост фильтрационных расходов в основании сопровождался снижением напоров в верховых пьезометрах контактной и приконтактной зон с водоприемниками на глубине до 20 м. Изменение напоров происходило синхронно с раскрытием контактного шва. Эти явления свидетельствовали о разуплотнении скального основания и цементационной завесы.

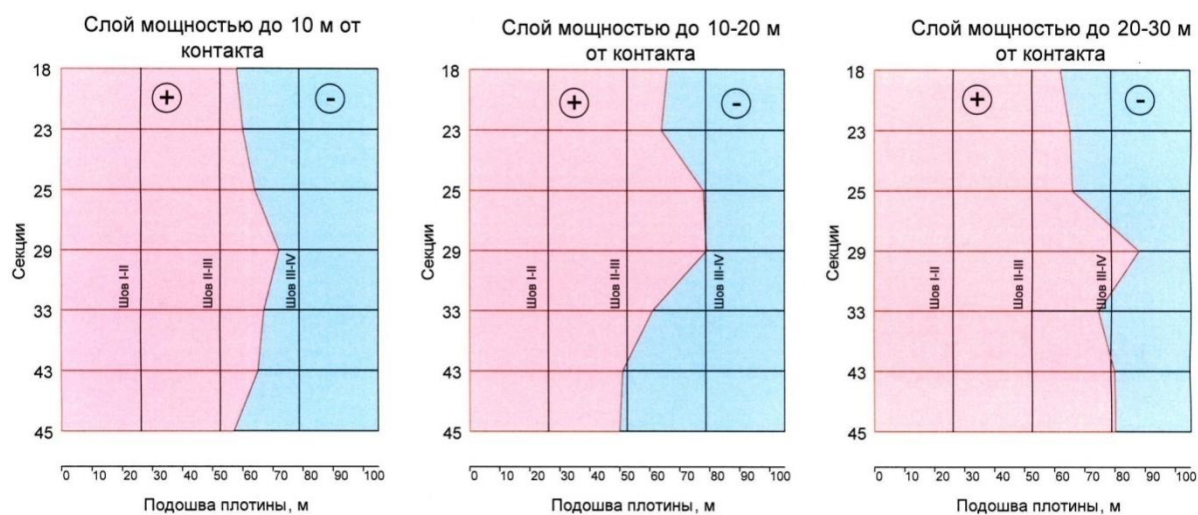
Разуплотнение основания развивалось как по направлению потока в русле, так и вглубь скального массива до 60–80 м, что подтверждали снижения напоров пьезометров на этих горизонтах перед цементационной завесой и скачкообразный рост давлений соответствующих пьезометров за завесой.

Из-за трещин, образовавшихся в основании, условный шарнир плотины переместился на расстояние с 20 м до 65 м к НБ, что снизило эффективную площадь опирания консольного сечения плотины (рис. 1 и 2). В результате необратимых наклонов – перемещений гребень плотины необратимо

сместился от изначального положения на 50 мм, а радиальные сезонные перемещения в период от отм. УМО до отм. НПУ составляли 90 мм (после ремонта – 65 мм) (рисунок 3).



Рисунок 1. Перемещение условного шарнира



- зона влияния растягивающих деформаций;
- зона влияния сжимающих деформаций

Рисунок 2. Зоны приращения растягивающих деформаций в русловой части плотины вдоль потока при максимальном УВБ в 2014 году

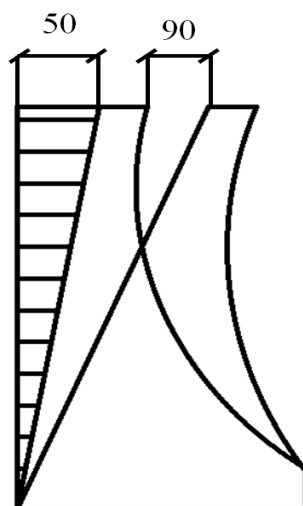


Рисунок 3. Изменение положения плотины

В результате такой работы плотины берега воспринимают почти до 80% нагрузки от плотины, хотя изначально арка должна была воспринимать только 40% всей нагрузки. Деформационные процессы и податливость вмещающего массива создают сеть трещин в основании и берегах, и плотина не может вернуться в изначальное состояние, что приводит к увеличению фильтрации (рис. 4, 5 и 6).

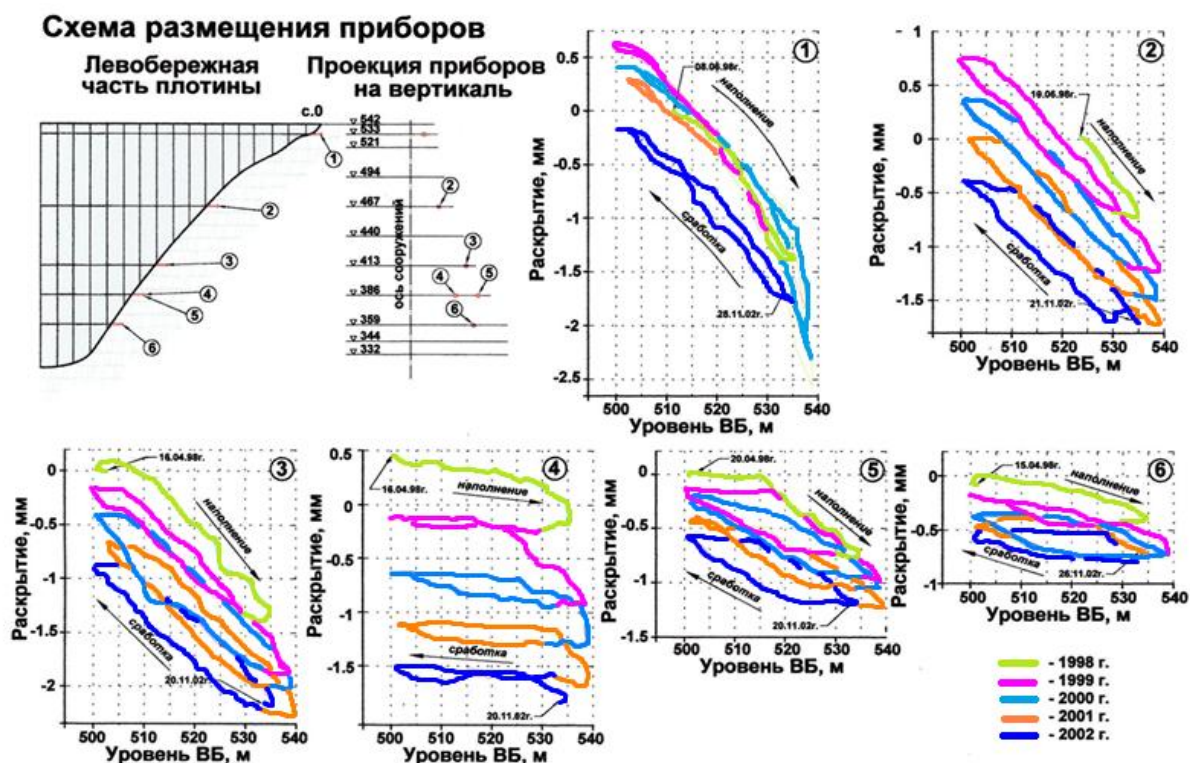


Рисунок 4. Деформирование левобережного скального примыкания с тенденцией обжатия – уплотнения

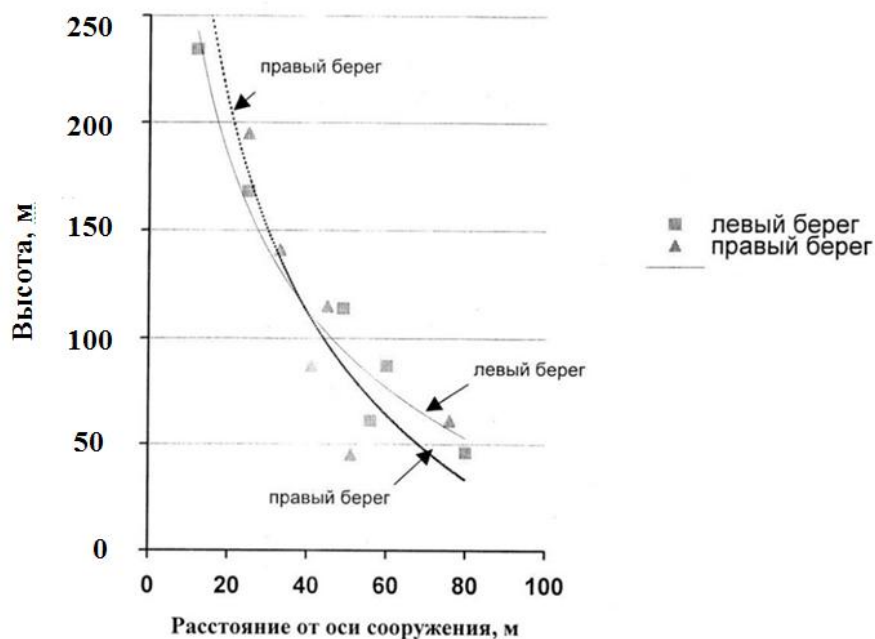


Рисунок 5. Кривые проявления максимальных арочных деформаций в береговых примыканиях (Процесс снижения сжатия у напорной грани плотины и увеличения обжатия береговых примыканий у низовой грани)

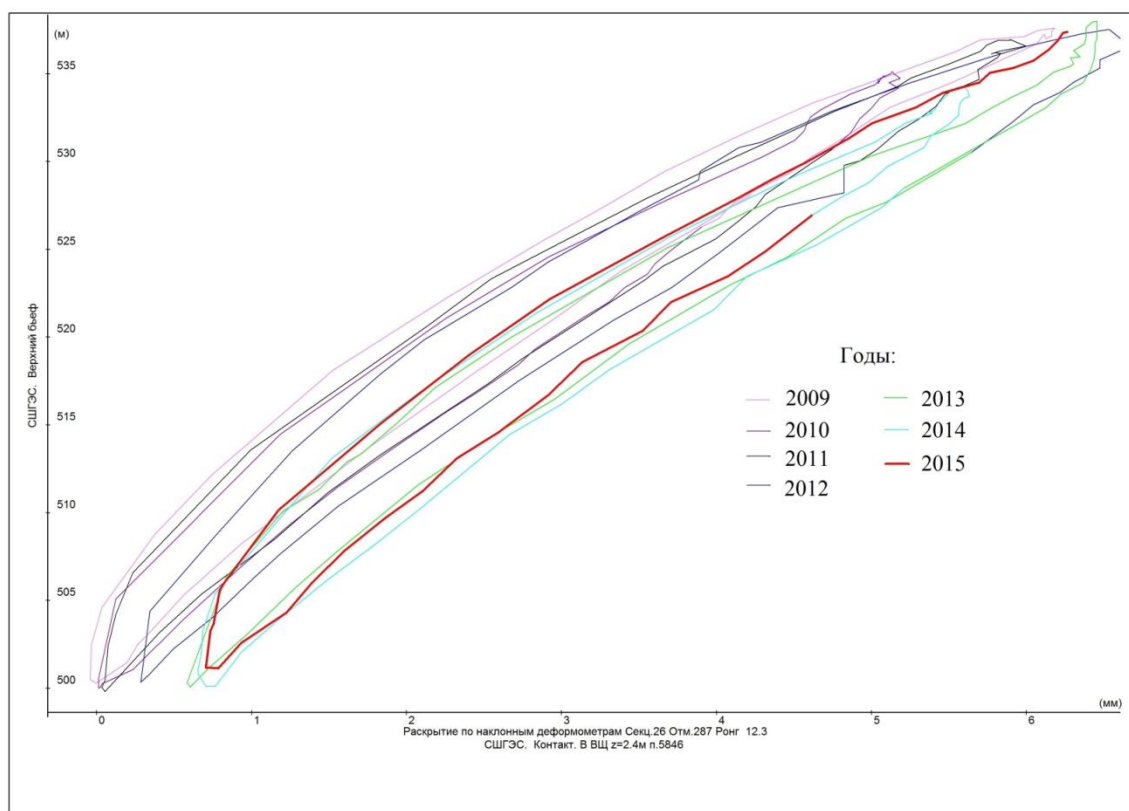


Рисунок 6. Деформации растяжения в основании секции 26 в зоне сопрягающей цементации относительно 06.05.2004

Перераспределение гидростатической нагрузки от плотины в результате значительного различия деформационных свойств участков пород основания и берегов способствуют выравниванию и общему снижению прочностных свойств приконтактной зоны основания и берегов в процессе повторяющихся циклов знакопеременных нагрузок при адаптации сооружения к условиям вмещающего массива.

ВЫВОДЫ:

1. Изменение состояния приконтактных зон вмещающего массива является основной причиной необратимых перемещений плотины и процессов трещинообразования.

2. Для возвращения профиля плотины в начальное проектное положение и устранения необратимых деформаций в системе плотина – основание необходимо поочередно выполнить два этапа работ:

- укрепить береговые опорные массивы объемной цементацией при минимальных уровнях водохранилища, близких к УМО;

- провести единовременную укрепительную цементацию основания плотины под 4-м, 3-м, 2-м столбами при минимальном уровне ВБ, близком к УМО;

- для обеспечения достижения необходимого результата цементационные работы должны проводиться тонкодисперсными цементами с высокой проницаемостью в трещиноватые зоны и давлениями нагнетания, соизмеримыми с прочностными свойствами сохранных пород при непрерывном сопровождении технологического процесса измерениями деформаций трех–пяти-базными экстензометрами специальной технологической сети, а также использованием проекторной сети наблюдений для общей непрерывной комплексной оценки состояния плотины.

Список использованных источников

1. Булатов В.А. Воздействие на деформационные свойства системы плотина – вмещающий массив при инъецировании трещин вязкими полимерами / Булатов В.А. // Воздействие на деформационные свойства. – 2014. – С. 7.

2. Результаты ремонтных работ в бетоне и основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС и изменение ее состояния в процессе последующей эксплуатации: отчет / Булатов Виктор Анатольевич: СШ ГЭС. – Саяногорск, 2016. – 16 с.

М.Д. Иванов, А.И. Суховеев, В.П. Корпачев
Сибирский государственный университет науки
и технологий им. академика М.Ф. Решетнева
г. Красноярск

ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС, ПОСТРОЕННЫХ НА ЛЕСНЫХ ЗЕМЛЯХ

The main type of energy based on the use of renewable energy sources in the Russian Federation is hydropower, which makes a significant contribution to the activities of the entire electric power industry. Hydroelectric power plant reservoirs provide reliable water supply to vast territories with a population of many millions; by diluting and settling wastewater, reservoirs significantly improve water quality; used to irrigate drylands. But the peculiarity of the construction and operation of reservoirs of hydroelectric power plants in Siberia is that they are all created on wooded lands and this leads to their clogging, which in turn affects the safety of the entire hydropower complex.

Keywords: hydraulic engineering, hydraulic structures, safety of hydraulic structures, hydroelectric reservoirs, safety declarations, water management complex, problems of safety, hydroelectric dams, peat fields, peat deposits.

Строительство крупных гидротехнических комплексов наряду с экономическим эффектом, обеспечением положительных условий водопользователей сопряжено с нежелательными эффектами для окружающей среды и человека, провоцирующими процессы, способные наносить материальные, экологические и социальные ущербы [1].

При проектировании, строительстве и эксплуатации гидротехнического комплекса, включая водохранилище, необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, обеспечивающих безопасность объекта в процессе его эксплуатации, учитывая, что водохранилища ГЭС создаются на долгие годы.

«Безопасность гидротехнических сооружений – свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов» [2].

В работе Малаханов В.В. [3, с. 35] дает определение «безопасности» применительно к гидротехническим объектам. «Безопасность, как свойство системы «человек – объект – среда», – сохранять при эксплуатации в заданных условиях состояние, при котором объект сохраняет социальную значимость, экономическую эффективность, экологическую приемлемость, эстетическую привлекательность и имеет нормативный уровень надежности в аварийной опасности».

В 2005 г. в России была проведена инвентаризация 26062 гидротехнических сооружений, поднадзорных Минприроды России, из которых нормальный уровень безопасности имеют 30,4% (7913), пониженный – 32,6% (8493), неудовлетворительный – 16,5% (4303), опасный (1697), уровень безопасности неизвестен – 14,0% (3656). Подлежат декларированию 30,1% сооружений (7840). Более низкие показатели уровня безопасности показала инвентаризация бесхозных ГТС, поднадзорных Минприроды России [4, с. 18].

В России давно назрела необходимость разработки стратегии развития водохозяйственного комплекса, учитывающего интересы всех водопользователей – энергетиков, транспортников, коммунальных и промышленных потребителей.

В России более 2 млн рек и более 2000 водохранилищ с объемом более 1 млн м³. Суммарный объем всех водохранилищ более 840 км³. При этом водохранилищ с объемом более 100 млн м³ – 104, а их объем – 838,8 км³, объем остальных водохранилищ – 1,2 км³. Основные объемы водохранилищ сконцентрированы в сравнительно небольшом количестве крупных водохранилищ. Представляют интерес сведения о соотношении количества построенных больших плотин в разных странах. В России больших плотин в 403 раза меньше, чем в КНР, в 105 раз меньше, чем в США, в 42 раза меньше, чем в Индии. Все это происходит на фоне решений правительства о блокировании проектирования и строительства крупных проектов ГЭС [5].

Одним из основных направлений развития гидроэнергетики в России на ближайшую перспективу 10–15 лет остается замена оборудования действующих ГЭС, обусловлено это тем, что большая часть отечественных больших ГЭС введена в строй в 1950–1960 годы.

На гидростанциях Ангара-Енисейского каскада (Усть-Илимская, Братская, Иркутская, Красноярская) реализуется масштабная программа комплексной замены основного и вспомогательного оборудования. На Братской ГЭС с 2004 по 2014 гг. выполнена замена 12 рабочих колес, на Усть-Илимской ГЭС в 2014–2018 гг. выполнена замена четырех рабочих колес, на Иркутской ГЭС планируется замена четырех рабочих колес. Реализация программы технического перевооружения с 2022 г. увеличит производство экологически чистой электроэнергии на 1,9 млрд кВт·ч в год, пропуская все тот же объем воды [6].

На созданные эксплуатируемые водохранилища ГЭС нельзя смотреть только как на определенный объем (запас) пресной воды – это живой организм, оказывающий влияние на окружающую природную среду и, в то же время, создающий ряд проблем, решение которых необходимо для обеспечения безопасности эксплуатации гидротехнического комплекса и инфраструктуры в зоне действия водохранилищ.

Особенность строительства и эксплуатации водохранилищ ГЭС Сибири заключается в том, что все они созданы на лесопокрытых землях (таблица 1).

Таблица 1. Характеристика лож крупных водохранилищ ГЭС Сибири, построенных на лесных землях

Показатель	Водохранилище							Итого
	Братское	Красноярское	Усть-Илимское	Саяно-Шушенское	Богучанское	Курейское	Иркутское	
Год заполнения водохранилища	1967	1970/1972	1977/1980	1990/1988	2015	1991	1952-1959	
Установленная мощность, МВт	4500	6000	3840	6400	3000	600	662,4	
Пропускная способность, м³/с	11930	12000	15270	15900	13930	10410	20600	
Расчетный напор, м	100	93	85	194	65,5	57	26	
Величина сработки уровня, м	10	20	3	40	1,0		4	
Площадь зеркала, км²	5470	2000	1922	621	2330	558	154	
Полный объём водохранилища, км³	169,3	73,3	58,93	31,34	58,2	9,96	2,1	
Коэффициент водообмена	0,55	1,20	1,72	1,50	1,82	1,97		
Протяженность водохранилища при НПУ, км	570	380	302	312	375	160/170	55	
Протяженность береговой линии, км	6036	1560	2384	1364	2430		275	
Доля образинного размыва берегов, %	41	71	26	71	32		38	
Площадь затопления земель, тыс. га	510,5	175	154	54,6	157,34	55,8	1107,24	
- в том числе покрытая лесом, тыс. га	326,9	38	127,8	48,9	129,5	30,5	701,6	
Общий запас насаждений, млн.м³	40,5	0,5	14,4	3,7	13,5	1,8	75,77	
Проектный объём затопления древесины млн.м³	4,0	0,3	1,6	2,1	2,0	0,5	10,5	
Реальный объём затопления древесины, млн.м³	12,3	0,5	5,0	3,5	10,3	1,7	33,3	
Объём плавающей древесины, млн.м³	2,2	0,1	0,9	0,2	1,2		4,6	

Площадь затопления лесных земель крупными водохранилищами ГЭС Сибири составляет 1107 тыс. га, а с учетом проектируемых Мотыгинской и Эвенкийской ГЭС – 1973 тыс. га. Объем реально затопленной древесной и кустарниковой растительности составляет 33 млн м³. На акватории водохранилищ ГЭС Сибири появилось около 4,6 млн м³ плавающей древесной массы, которая представляет опасность для эксплуатации ГЭС, судоходства, лесосплава и других водопользователей, влияет на качество воды, рекреационную привлекательность водохранилищ и объемы которой при современных методах и технических средств очистки водохранилищ будут увеличиваться с каждым годом.

Плавающая древесная масса на акватории водохранилищ появляется под воздействием природных и антропогенных факторов: порубочные остатки от проведения лесосводки и лесочистки, выполняемые лесосплавными и лесозаготовительными предприятиями работы на берегах водохранилищ и впадающих в них реках; размыв берегов; отпад подтопленных древостоев, стихийные бедствия, аварийные плоты.

Проблемой очистки водохранилищ ГЭС от плавающей древесины, разработкой технологий и технических средств очистки активно занимались отраслевые научно-исследовательские, учебные вузы России.

Результатами этих работ являлись, в основном, теоретические разработки технологий и агрегатов, не реализованных на практике, за исключением опытного образца ЦЛ-101 ЦНИИ Лесосплава и подборщика плавающей древесины, разработанного на кафедре ВТЛ СТИ и реализованного на Братском водохранилище [8, 7, с. 233].

Множество рассмотренных технологий сбора и транспортировки плавающей древесины можно разделить на две большие группы технологических схем:

1) Технологии с применением плавучих агрегатов, производящих вылов и первичную переработку древесины, транспортировку судами и выгрузку на берег готовой продукции:

- с применением самоходных плавучих агрегатов;
- с применением несамоходных плавучих агрегатов;

2) Технологии сбора древесины катерами в кошелю, буксировка их к местам (площадкам) выгрузки, выгрузка на берег, перевозка на промплощадку для сортировки и первичной переработки:

- с применением стационарных причалов различной конструкции;
- с применением плавучих причалов.

При разработке вариантов технологий необходимо предусматривать использование современной высокопроизводительной техники и оборудования, серийно выпускаемого промышленностью в настоящее время.

На основании имеющихся у кафедры использования водных ресурсов Сибирского государственного технологического университета (ныне кафедра ТСВ СибГУ им. М.Ф. Решетнева) наработок по вопросу использования плавучих агрегатов для сбора и переработки плавающей древесины можно

сделать вывод, что их применение является наиболее затратным и менее производительным мероприятием и может быть рекомендовано только при небольших объемах работ. Кроме этого, подобные агрегаты никогда промышленностью серийно не выпускались (известно только о случаях единичного создания опытных образцов), что свидетельствует о потребности в значительных затратах времени для их осуществления (от стадии проекта до внедрения пройдет не один год), а по предварительным расчетам, например, для очистки Богучанского водохранилища таких агрегатов потребуется не менее 15 единиц.

Опыт разработки технологий и конструкций плавучих агрегатов для сбора и переработки плавающей древесины на водохранилищах ГЭС показал низкую эффективность их использования – высокая стоимость изготовления агрегатов, низкая сезонная производительность.

Для очистки акватории водохранилища Богучанской ГЭС предлагается вариант сбора древесины кошелями, буксировкой их к причалу для выгрузки на автотранспорт и перевозка собранной древесной массы к пункту переработки ее на берегу.

Для очистки водохранилища от древесины вся длина водохранилища разбивается на пять участков: Проспихнский (приплотинный), Болтуринский, Недокуринский, Новоаксеновский, Усть-Илимский. На каждом участке в зависимости от силы и господствующего направления ветра выбиралась зона с максимальной концентрацией древесины, где обустроивался пункт выгрузки древесины.

Для каждого участка определяется прогнозный объем плавающей древесной массы.

Рассматриваются два варианта выгрузного причала: стационарный и мобильный причал.

Стационарные причалы должны иметь высоту причальной стенки высотой не менее 4 м, требуют больших капитальных затрат и постоянного поддержания их в рабочем состоянии.

В качестве мобильного причала рекомендуется использовать плавучий причал ПП 5/30 производства ОАО «Красноярская судостроительная верфь» (рисунок 1). Преимущества плавучего причала: отсутствие строительных работ; работа при любом изменении уровня воды; использование, при необходимости, в качестве баржи для перевозки грузов; по завершении работ быстрое перемещение на новое место работы и др.

Технико-экономические расчеты показали, что затраты на сбор, транспортировку древесины в кошелях к пункту выгрузки древесной массы на автотранспорт сопоставимы с затратами на лесозаготовку 1 м³ древесины.

Опасность для эксплуатации ГЭС представляет затопление торфяных залежей, всплывающих вследствие газообразных процессов, промерзания и смерзания торфа со льдом.

Список использованных источников

1. Векслер, А.Б. Надежность, социальная и экологическая безопасность гидротехнических объектов: оценка риска и принятия решений [Текст] / А.Б. Векслер, Д.А. Ивашинцов, Д.В. Стефанишин. – СПб. : ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 2002. – 591 с.
2. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений [текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 23 июня 1997 г.]. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2021. – 36 с.
3. Малаханов, В.В. О конференции безопасности гидротехнических сооружений [Текст] / В.В. Малаханов // Гидротехническое строительство. – 2002. – №9. – С. 34–40.
4. Фролов, Д.И. Совершенствование Российского законодательства по безопасности гидротехнических сооружений [Текст] / Д.И. Фролов, В.А. Волосухин // Бюллетень «Использование и охрана природных ресурсов в России». – 2012. – №6. – С. 17–21.
5. Беляков, А.А. Зачем России «Речная долина» [Текст] / А.А. Беляков // Бюллетень «Использование и охрана природных ресурсов в России». – 2019. – №2. – С. 15–19.
6. Берицкий, Р.В. Опыт модернизации оборудования ГЭС En+Group в Сибири [Текст] / Р.В. Берицкий // Гидротехническое строительство. – 2019. – №9. – С. 22–23.
7. Корпачев В.П. Технологии и технические средства очистки водохранилищ ГЭС от плавающей древесины [текст] / В.П. Корпачев, А.И. Пережилин, А.А. Андрияс, Д.В. Карев // Хвойные бореальной зоны XXXVI. – 2018. – №3. – С. 233–237.
8. Богучанская ГЭС на реке Ангара: Технический проект. т. III. Водоохранилище и охрана окружающей среды. Кн. 1. – М. : Гидропроект, 1976. – 219 с.
9. Корпачев, В.П. Прогноз засорения древесной массой проектируемого водохранилища Мотыгинской ГЭС / В.П. Корпачев, А.И. Пережилин, К.И. Корпачев // Вестник Московского государственного университета леса – Лесной вестник. – 2010. – № 1 (70). – С. 60–64.
10. Прогнозирование засорения и загрязнения водохранилища Мотыгинской ГЭС древесной массой и органическими веществами, разработка комплекса мероприятий по санитарной очистке ложа водохранилища: отчет о НИР: рук. В.П. Корпачев / ГОУ ВПО «СибГТУ». – Красноярск, 2006. – 55 с.
11. Корпачев, В.П. Оценка объемов болотно-торфяных залежей затопления Эвенкийской ГЭС / В.П. Корпачев, А.И. Пережилин, А.А. Андрияс // Хвойные бореальной зоны XXXII. – 2014. – № 5–6. – С. 90–94.
12. Характеристика торфа в зоне влияния Эвенкийской ГЭС и водохранилища. Предварительный прогноз всплывания торфа: отчет о НИР: рук. В.П. Корпачев / ГОУ ВПО «СибГТУ». – Красноярск, 2009. – 109 с.

П.О. Щербина
Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»
г. Углич

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ УГЛИЧСКОГО ГИДРОУЗЛА

The technical condition of a structure is considered as a set of properties of this structure, which characterizes data on its serviceability and efficiency. According to [1], the assessment of the technical condition of hydraulic structures is made on the basis of visual and instrumental observations. A hydraulic engineer, as a specialist in the control of hydraulic structures, after each cycle of measurements by instrumentation and visual inspections of structures, performs an operational comparison of the observed values of diagnostic indicators with their criterion values (safety criteria). In this report, using the example of the Uglich hydroelectric complex, methods and ways for assessing the technical condition and safety level of hydraulic structures are considered. According to the organization's standards [1], the federal law [2] and the approved rules for the operation of hydraulic structures [4], a specialized subdivision monitors precipitation, horizontal displacements of concrete structures, reservoir levels, filtration regimes in the base and body of soil, concrete structures and coastal landfalls, the operation of drainage and anti-seepage devices, impacts on structures, as well as the temperature of the air and water.

Keywords: hydraulic structure, monitoring of the technical condition of hydraulic structures, instrumental observations, visual observations, technical condition, information and diagnostic system (IDS), control and measuring equipment (KIA), security level, safety criteria, diagnostic indicators.

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация гидротехнических сооружений всегда связана с множеством рисков. Так, за последние 25 лет в мире были зафиксированы крупные аварии ГТС, например:

7 августа 1994 года в Белорецком районе Башкирии произошел прорыв плотины Тирлянского водохранилища и штатный сброс 8,6 млн куб. м воды. В зоне затопления оказались четыре населенных пункта, 85 жилых домов были полностью разрушены, 200 домов – частично. В результате наводнения погибли 29 человек, 786 человек остались без крова.

18 августа 2002 года в районе немецкого города Виттенберга на реке Эльбе из-за сильного наводнения произошло разрушение семи защитных дамб. Волна хлынула на город, пришлось срочно эвакуировать 40 тыс. человек. 19 жителей погибли, 26 – пропали без вести.

В ночь на 11 февраля 2005 года в провинции Белуджистан на юго-западе Пакистана из-за мощных ливней произошел прорыв 150-метровой плотины ГЭС у

города Пасни. В результате было затоплено несколько деревень, более 135 человек погибли.

5 октября 2007 года на реке Чу во вьетнамской провинции Тханьхоа после резкого подъема уровня воды прорвало плотину строящейся ГЭС «Кыадат». В зоне затопления оказалось около 5 тыс. домов, 35 человек погибли.

Для предупреждения и устранения причин, вызывающих аварии гидротехнических сооружений (ГТС), защиты здоровья и законных интересов граждан в России реализуется государственная политика в области безопасности гидротехнических сооружений, в том числе включающая в себя:

- 1) осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- 2) установление требований к содержанию правил эксплуатации гидротехнического сооружения;
- 3) установление порядка проведения аттестации по вопросам безопасности гидротехнических сооружений;
- 4) организация и обеспечение безопасности гидротехнических сооружений, находящихся в федеральной собственности.

В рамках исполнения требований нормативных документов и реализации государственной политики в области безопасности ГТС в ПАО «РусГидро» ведется непрерывный мониторинг ГТС, в том числе для предотвращения воздействия потенциально опасных факторов на ГТС в течение всего срока эксплуатации.

Мониторинг технического состояния гидротехнических сооружений – это система регулярных инструментальных и визуальных наблюдений за показателями работы и технического состояния сооружений, за проявлением и развитием опасных для сооружений техногенных и природных процессов и явлений, проводимых по определенной программе с целью объективной оценки эксплуатационной надежности и безопасности сооружений, своевременной разработки и проведения ремонтных мероприятий [1, с. 6].

Организационная схема проведения мониторинга гидротехнических сооружений ГЭС компании должна формироваться для трех уровней [1, с. 12]:

а) уровень ГЭС, на котором осуществляется оперативный контроль гидротехнических сооружений на основе экспресс-анализа. По данным экспресс-анализа производится оперативная оценка технического состояния сооружений: исправное, неисправное, предаварийное.

б) уровень Информационно-аналитического центра безопасности гидротехнических сооружений компании, на котором осуществляется текущий контроль и диагностика гидротехнических сооружений конкретных ГЭС на основе комплексного анализа ежегодных (многолетних) данных мониторинга, разработка рекомендаций по ремонтам и эксплуатации ГТС;

в) уровень компании, на котором осуществляется полный контроль основных показателей безопасности гидротехнических сооружений всех ГЭС компании, планирование и реализация мероприятий по обеспечению их эксплуатационной надежности и безопасности.

Мониторинг гидротехнических сооружений включает в себя следующие этапы оценки технического состояния [3, с. 42]:

- 1) детальное обследование гидротехнических сооружений, осуществление контрольных измерений основных параметров;
- 2) если по результатам обследования были выявлены повреждения, факторы, влияющие на безопасность сооружений, производят детальное описание данных явлений с занесением в специальные журналы и на карты-развертки (при этом учитываются только крупные повреждения; помимо описания и схем также прикладывают фотографии);
- 3) дается ориентировочная оценка технического состояния сооружений;
- 4) разрабатываются рекомендации и определяется ориентировочная стоимость ремонтных работ.

Для рассмотрения порядка оценки технического состояния гидротехнических сооружений был взят в качестве примера Угличский гидроузел.

Сооружения гидроузла перекрывают р. Волгу в 2974 км от ее устья. Общая длина напорных сооружений равна 1,91 км. Гидроузел Угличской ГЭС состоит из следующих основных сооружений, расположенных в одном створе: здание ГЭС; бетонная водосбросная плотина №1; земляная плотина №4; сопрягающая дамба №40; сооружение №49 – крепление правого берега р. Волги ниже здания ГЭС; судоходный шлюз.

Компоновка гидроузла представлена на рис. 1 [4, с. 5]. Гидроузел относится ко II классу – гидротехнические сооружения высокой опасности.

Цель работы – рассмотреть методы оценки технического состояния и уровня безопасности гидротехнических сооружений, а также выполнить качественную и количественную оценку современного технического состояния ГТС Угличского гидроузла.

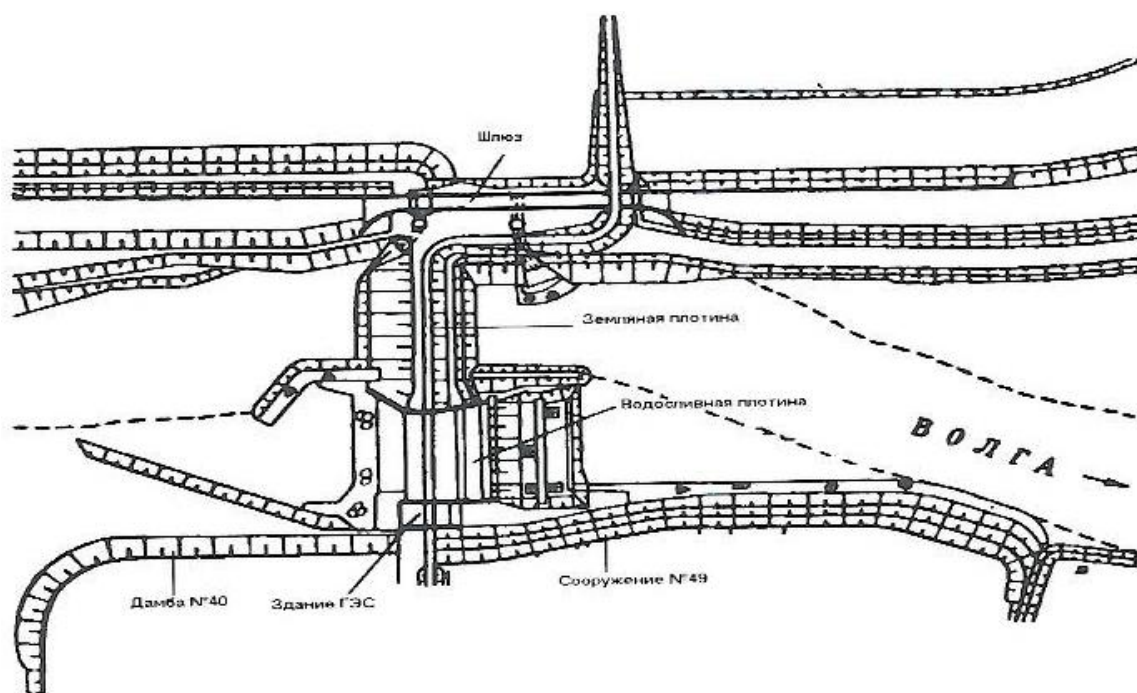


Рисунок 1. Схема Угличского гидроузла

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для систематического наблюдения на Угличской ГЭС установлена контрольно-измерительная аппаратура (КИА). КИА – стационарная измерительная аппаратура или устройства, устанавливаемые на гидротехнических сооружениях для контроля их состояния [5, с. 5]. На сооружениях гидроузла установлены следующие элементы КИА [6, с. 47]:

- 1) марки – для определения осадок сооружений;
- 2) щелемеры – для определения продольных деформаций;
- 3) водомерные посты: рейки и автоматизированные рейки – для измерения уровня воды в бьефах;
- 4) пьезометры – для определения фильтрации в теле и основании сооружений.

Осадки ГТС Угличской ГЭС контролируются точной (II класс) нивелировкой высотных марок, установленных на этих сооружениях. Результаты нивелировок сооружений записываются в каталог высотных марок и наносятся на графики осадок сооружения. Осадки замеряются один раз в год [7, с. 15].

Относительные перемещения блоков бетонных сооружений измеряются с помощью пространственных щелемеров, установленных на осадочных швах. Периодичность наблюдений – 1 раз в месяц [7, с. 15].

Замеры уровней верхнего и нижнего бьефа проводятся ежедневно в 8.00 утра по речному посту. Также установлены автоматизированные рейки, данные с которых автоматически заносятся в информационно-диагностическую систему (ИДС) БИНГ-3 [7, с. 15]. ИДС – система, диагностирующая состояние контролируемого объекта, включающая базу данных наблюдений, программу их обработки и диагностические критерии для оценки состояния сооружений [1, с. 5].

Фильтрация воды через тело земляных сооружений, в основаниях ГЭС и бетонной плотины, а также в обход сооружений контролируется по положению уровней воды в пьезометрах. Периодичность замеров уровней воды в пьезометрах составляет 1 раз в месяц. Безнапорные пьезометры замеряются рулеткой с хлопущкой. Напорные пьезометры, расположенные в потерне верхнего бьефа здания ГЭС, оборудованы манометрами [7, с. 16].

Визуальные наблюдения на гидротехнических сооружениях Угличской ГЭС включают:

- выявление и оценку неконтролируемых выходов фильтрации через сооружения, основание, берега, сопряжения;
- регистрацию и оценку очагов фильтрационно-суффозионных выносов грунта из сооружения, основания, береговых и пойменных массивов, примыкающих к сооружению;
- контроль работы и состояния дренажей, водоотводящих выпусков, канав и кюветов;
- контроль общих деформаций и фильтрации в зонах сопряжения грунтового сооружения с бетонными сооружениями и берегами;
- фиксирование мест заболачивания территории, примыкающей к подошве сооружения в нижнем бьефе;

- выявление и оценку местных деформаций откосов, гребня и берм плотин (дамб), а также береговых склонов в примыканиях;
- выявление, регистрацию и оценку развития всевозможных трещин на гребне, откосах и бермах;
- контроль состояния креплений верхового и низового откосов, крепления берегов (если таковые имеются);
- наблюдения за эрозией берегов водохранилища;
- за ледовым и температурным режимами и мутностью воды водоемов, образовавшихся в нижнем бьефе вследствие фильтрации;
- выявление признаков морозного выветривания материалов тела плотины (дамбы);
- наблюдения за размывами и подмывами сооружения и берегов со стороны нижнего бьефа;
- наблюдения за развитием древесно-кустарниковой растительности, травяного покрова и поведением землеройных животных на плотине (дамбе);
- контроль состояния креплений верхового и низового откосов, крепления берегов (если таковые имеются);
- наблюдения за эрозией берегов водохранилища.

Все измеренные показатели заносятся в соответствующие журналы и в компьютерную базу данных. С помощью компьютерной программы данные измерений представляются в виде графиков изменения во времени показателей состояния сооружений и действующих нагрузок [7, с. 17].

Для оценки технического состояния установлены критерии безопасности. Критерии безопасности – это предельное значение количественных и качественных показателей состояния сооружений и условий эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии сооружения. Критерии безопасности характеризуют состояния сооружений: исправное (работоспособное), неисправное (частично работоспособное) или предаварийное (неработоспособное) [1, с. 16].

Для гидротехнических сооружений критерии безопасности должны быть разработаны для двух уровней значений их диагностических показателей [1, с. 16]:

- 1) К1 – первый (предупреждающий) уровень значений диагностических показателей, характеризующих переход сооружения от работоспособного состояния к частично работоспособному состоянию, при достижении которого устойчивость, механическая и фильтрационная прочность водосбросных и водопропускных сооружений соответствуют условиям нормальной эксплуатации;
- 2) К2 – второй (предельный) уровень значений диагностических показателей, характеризующий переход сооружения от частично работоспособного в неработоспособное (предаварийное) состояние, при превышении которых эксплуатация гидротехнического сооружения в проектных режимах недопустима.

Оценка технического состояния бетонных сооружений.

Фильтрационный режим в основании здания ГЭС имеет установившийся характер. В 2020 г. по сравнению с 2019 г. уровни воды в пьезометрах

повысились, что связано с увеличением притока к Угличскому водохранилищу и более высокими сбросами из вышележащего Иваньковского водохранилища в 2020 г., повышением уровней в НБ Угличского гидроузла. Текущая осадка здания ГЭС в 2020 г. составляла со стороны ВБ в среднем 10 мм, со стороны правого берега – 2,3 мм.

Фильтрационный режим в основании водосливной плотины имеет установившийся характер. В целом в 2020 г. по отношению к 2019 г. пьезометрические уровни изменились незначительно, лишь в 1 полугодии 2020 г. были зафиксированы во всех створах пьезометрические напоры выше соответствующих уровней воды в пьезометрах за аналогичный период 2019 г. (максимальное повышение составило 1,1 м), что связано с высокой водностью первой половины 2020 г. Текущая средняя осадка ВСП за 2020 г. составляет 12,6 мм.

Количественные диагностические показатели не превышают своих критериальных значений «К1». Следовательно, техническое состояние водосливной плотины и здания ГЭС оценивается как работоспособное. Уровень безопасности – нормальный.

Оценка технического состояния земляных сооружений.

Фильтрационный режим в теле земляной плотины имеет установившийся характер. Текущая средняя осадка за 2020 г. составляет 10,3 мм.

Кривые изменений уровней воды в пьезометрах свидетельствуют о том, что фильтрационный режим в теле дамбы №40 имеет установившийся характер. Положение депрессионной кривой в теле дамбы зависит от колебаний уровней верхнего бьефа.

Количественные диагностические показатели не превышают своих критериальных значений «К1». Следовательно, техническое состояние земляной плотины, дамбы и сооружения №49 оценивается как работоспособное. Уровень безопасности – нормальный.

По результатам визуальных наблюдений повреждений и нарушений, влияющих на безопасность сооружений, не выявлено.

Техническое состояние Угличского гидроузла принимается по наихудшему состоянию одного из сооружений, входящего в комплекс ГТС. Состояние комплекса гидротехнических сооружений Угличского гидроузла оценивается как работоспособное. Уровень безопасности – нормальный.

ВЫВОДЫ

Мониторинг за безопасностью гидротехнических сооружений осуществляется в объемах и в сроки, предусмотренные проектом гидроузла и правилами эксплуатации ГТС, а также согласно годовым графикам. Контроль за безопасностью гидротехнических сооружений осуществляется службой мониторинга оборудования и гидротехнических сооружений.

Указанные методы позволяют достаточно просто без применения специальных расчетов качественно оценить техническое состояние и уровень безопасности гидротехнических сооружений.

На примере сооружений Угличского гидроузла видно, что такой методический подход является эффективным. Благодаря анализу сведений о повреждениях на ГТС, можно достаточно точно определить состояние и уровень безопасности сооружений гидроузла, спрогнозировать возможные аварии и выдать рекомендации для их предотвращения.

Список использованных источников

1. СТО РусГидро «Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования»: от 31.12.2009 № 70238424.27.140.035: (действует с 31.12.2009). – М.: НП «ИНВЭЛ», 2009. – 67 с.
2. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»: от 21.07.1997 № 117-ФЗ: (действует с 21.07.1997, за исключением отдельных положений). – М.: Кремль, 1997. – 20 с.
3. Каганов Г.М. К оценке состояния низконапорных гидротехнических сооружений при отсутствии проектной документации/ Каганов Г.М., Волков В.И.// Природообустройство. – 2008. – №3. – С. 41–48;
4. Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС» Правила эксплуатации комплекса гидротехнических сооружений Угличской ГЭС. – Углич. 2020. – 104 с.
5. СТО РусГидро «Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»: от 30.08.2008 № 17330282.27.140.021: (действует с 30.08.2008). – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 36 с.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: Приказ от 19 июня 2003 года № 229.
7. Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС» Инструкция по эксплуатации гидротехнических сооружений Угличской ГЭС. – Углич. 2019. – 32 с.
8. Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС» Декларация безопасности гидротехнических сооружений Угличской ГЭС. – Углич. 2020. – 166 с.

СЕКЦИЯ 2	

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ
И МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС**

К.П. Синельникова, Р.А. Эльканов, М.А. Уколов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

The study of this article is devoted to the switching of a vacuum synchronous circuit breaker. This work includes the analysis and modeling of switching processes of a transformer and a high-voltage asynchronous motor with a short-circuited rotor

Keywords: transients, controlled switching, transformer switching on, asynchronous motor switching on, vacuum circuit breaker

Переходные процессы при включении трансформатора в сеть с синусоидальным напряжением

Известно, что при включении трансформатора в сеть возникает всплеск тока, который может превышать номинальный ток во много раз. Максимальный всплеск тока (пусковой ток) необходимо учитывать при проектировании силовых трансформаторов, так как он оказывает силовое воздействие на обмотки трансформатора, а также приводит к ложному срабатыванию устройств защиты.

Для первичной обмотки однофазного трансформатора:

$$r \cdot i(t) + \frac{d\Psi(t)}{dt} + L_p \cdot \frac{di(t)}{dt} = u(t), \quad (1)$$

где $u(t)$ – мгновенное значение напряжения первичной обмотки; $i(t)$ – мгновенное значение намагничивающего тока трансформатора; $\Psi(t)$ – мгновенное значение потокосцепления; r – активное сопротивление обмоток; L_p – индуктивность рассеяния обмотки.

Учитывая, что у трансформаторов индуктивность рассеяния обмотки достаточно мала, можно принять $L_p = 0$. Кроме этого, будем предполагать, что потокосцепление $\Psi(t)$ в уравнении (1) зависит от тока. Эта зависимость задается кривой намагничивания и имеет нелинейный характер. На основании определенных потокосцеплений запишем:

$$\frac{d\Psi(t)}{dt} = W \cdot \frac{d\Phi}{dt} = W \cdot \frac{S \cdot dB}{dt} = W \cdot S \cdot \frac{dB}{dH} \cdot \frac{dH}{dt} = W \cdot S \cdot \mu(i) \cdot \frac{dH}{dt}, \quad (2)$$

где W – количество витков первичной обмотки трансформатора; S – сечение магнитопровода трансформатора; $\mu(i)$ – дифференциальная магнитная проницаемость.

Представим систему уравнений, отражающих связь напряжений и токов:

$$\begin{cases} L_1 \cdot \frac{di_1(t)}{dt} + r \cdot i_1(t) = u(t) \\ L_2 \cdot \frac{di_2(t)}{dt} + r \cdot i_2(t) = u(t) \end{cases} \quad (3)$$

Решением дифференциального уравнения является выражение:

$$\begin{cases} i_1(t) = \frac{u_m \cdot \omega \cdot L}{x_1^2} \cdot e^{-\frac{rt}{L_1}} + \frac{u_m}{x_1} \cdot \sin(\omega \cdot t - \psi_1), \\ i_2(t) = \left[i_0 - \frac{u_m}{x_2} \cdot \sin(\omega \cdot t_0 - \psi_2) \right] \cdot e^{-\frac{r(t-t_0)}{L_2}} + \frac{u_m}{x_2} \cdot \sin(\omega \cdot t - \psi_2), \end{cases} \quad (4)$$

где $x_1 = \sqrt{r^2 + \omega^2 \cdot L_1^2}$, $x_2 = \sqrt{r^2 + \omega^2 \cdot L_2^2}$; $\cos \psi_1 = r/x_1$; $\cos \psi_2 = r/x_2$.

Из анализа уравнения (4) следуют следующие выводы [5]:

1. Увеличение числа витков в сечении керна магнитопровода приводит к снижению пускового тока трансформатора. Увеличение числа витков уменьшает пусковой ток до величины, не превышающей номинальное значение тока холостого хода. Однако указанные меры приводят к увеличению потерь в проводах обмотки и стали сердечника, а также к увеличению массогабаритных показателей трансформатора и его стоимости.

2. Наиболее эффективным способом уменьшения пускового тока является обеспечение подключения трансформатора к питающей сети в момент достижения максимального мгновенного значения напряжения, то есть при $\varphi = \pi/2$.

Моделирование асинхронного двигателя

Асинхронный электродвигатель (АД) является наиболее распространенным электромеханическим преобразователем, используемым в промышленности. Это обусловлено следующими достоинствами: низкой стоимостью; небольшими затратами на обслуживание; высокой надежностью; малой инерционностью ротора. К недостаткам АД можно отнести следующее: сложное описание электромеханических процессов и, как следствие, высокая сложность синтеза и расчета управляющих устройств; асинхронный электродвигатель может работать только в режиме потребления реактивной мощности; при работе с малой нагрузкой КПД и коэффициент мощности АД значительно уменьшаются; высокая сложность идентификации параметров модели двигателя, особенно с короткозамкнутым ротором.

Подавляющее большинство асинхронных электродвигателей являются трехфазными, для описания которых необходимо использовать систему из 8 нелинейных дифференциальных уравнений. Долгое время не удавалось синтезировать управляющие устройства таким сложным объектом, пока не было введено понятие обобщенной электрической машины (ОЭМ). ОЭМ представляет собой идеализированную электрическую машину, имеющую по две обмотки на статоре и роторе, сдвинутые друг относительно друга на 90 электрических градусов. При таком расположении обмоток количество переменных и уравнений, описывающих электродвигатель, уменьшается, но сохраняется основа электромеханического преобразования энергии – вращающееся магнитное поле. Решение системы уравнений ОЭМ возможно только численными методами [2, 3].

Представим математическое описание данной машины переменного тока в виде систем уравнений.

Уравнения статорной и роторной цепи выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} U_{s1} = \frac{d\psi_{1s}}{dt} + r_s \cdot i_{1s}, \\ U_{s2} = \frac{d\psi_{2s}}{dt} + r_s \cdot i_{2s}, \\ U_{s3} = \frac{d\psi_{3s}}{dt} + r_s \cdot i_{3s}, \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} 0 = \frac{d\psi_{r1}}{dt} + r_r \cdot i_{r1}, \\ 0 = \frac{d\psi_{r2}}{dt} + r_r \cdot i_{r2}, \\ 0 = \frac{d\psi_{r3}}{dt} + r_r \cdot i_{r3}, \end{cases} \quad (6)$$

где U_s – напряжение статорной цепи, r_s – сопротивление статорной цепи, r_r – сопротивление роторной цепи, ψ – потокосцепление.

Потокосцепление обмоток асинхронной машины в общем виде представляется следующими выражениями для статора [2]:

$$\begin{cases} \psi_{1s} = L_s i_{1s} + M_{s1,2} i_{2s} + M_{s1,3} i_{3s} + M_{1,1} \cos \varphi i_{r1} + M_{1,2} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{r2} + M_{1,3} \cos(\varphi + \alpha) i_{r3}, \\ \psi_{2s} = L_s i_{2s} + M_{s2,1} i_{1s} + M_{s2,3} i_{3s} + M_{2,1} \cos(\varphi + \alpha) i_{r1} + M_{2,2} \cos \varphi i_{r2} + M_{2,3} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{r3}, \\ \psi_{3s} = L_s i_{3s} + M_{s3,1} i_{1s} + M_{s3,2} i_{2s} + M_{3,1} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{r1} + M_{3,2} \cos(\varphi + \alpha) i_{r2} + M_{3,3} \cos \varphi i_{r3}, \end{cases} \quad (3)$$

и ротора:

$$\begin{cases} \psi_{r1} = L_r i_{1r} + M_{r1,2} i_{2r} + M_{r1,3} i_{3r} + M_{1,1} \cos \varphi i_{s1} + M_{1,2} \cos(\varphi + \alpha) i_{s2} + M_{1,3} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{s3}, \\ \psi_{r2} = L_r i_{2r} + M_{r2,1} i_{1r} + M_{r2,3} i_{3r} + M_{2,1} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{s1} + M_{2,2} \cos \varphi i_{s2} + M_{2,3} \cos(\varphi + \alpha) i_{s3}, \\ \psi_{r3} = L_r i_{3r} + M_{r3,1} i_{1r} + M_{r3,2} i_{2r} + M_{3,1} \cos(\varphi + \alpha) i_{s1} + M_{3,2} \cos(\varphi + 2\alpha) i_{s2} + M_{3,3} \cos \varphi i_{s3}. \end{cases} \quad (4)$$

где M – вращающий момент, L – индуктивность.

Для исследования переходных процессов создана математическая модель машины, которая бы отвечала основным закономерностям, определяющих процесс.

Переходные процессы могут сопровождаться появлением весьма больших токов в цепях машины. Именно поэтому им отводится особое внимание в электротехнике[3].

Моделирование пуска асинхронного двигателя

Спецификация асинхронного двигателя представлена в таблице 1.

Таблица 1.

Технические характеристики

Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Масса, кг	Ток статора, А	Скольжение, %	КПД, %	Кэф. мощности, о.е.	Кратность максимально вращающего момента	Кратность пускового вращающего момента	Кратность пускового тока
4АЗМО-1000-6000-2-УХЛ4	1000	6000	2977	4900	113	0,8	95,6	0,89	2,4	1,2	7

Для расчета параметров схемы замещения применим средства программного комплекса MatLab, интерфейсное окно изображено на рисунке 1.

Specifications			Block Parameters	
Nominal line-to-line rms voltage	Vn (V)	6000.0	Nominal power, voltage (line-line), and frequency:	
Nominal frequency	fn (Hz)	50.0	[997.6 6000 50]	
Nominal (full load) line current	In (A)	113.0	Stator resistance and inductance [Rs(ohm) Lls(H)]:	
Nominal (full load) mechanical torque	Tn (N.m)	3.2	[0.2227 0.03648]	
Synchronous speed	Ns (rpm)	3000	Cage 1 resistance and inductance [Rr1'(ohm) Llr1'(H)]:	
Nominal (full load) mechanical speed	Nn (rpm)	2977	[91.22 5.891]	
Starting current to nominal current ratio	Ist/In	7	Cage 2 resistance and inductance [Rr2'(ohm) Llr2'(H)]:	
Starting torque to full load torque ratio	Tst/Tn	1.2	[1.365e+04 0.03648]	
Breakdown torque to full load torque ratio	Tbr/Tn	3.3	Mutual inductance Lm (H):	
Nominal power factor	pf (%)	0.89	0.05067	
			Pole pairs:	
			1	

Рис. 1. Окно расчета параметров в среде MatLab

Механическая характеристика изображена на рисунке 2, где представлены две зависимости: характеристика момента и ток статора от скорости вращения ротора [5].

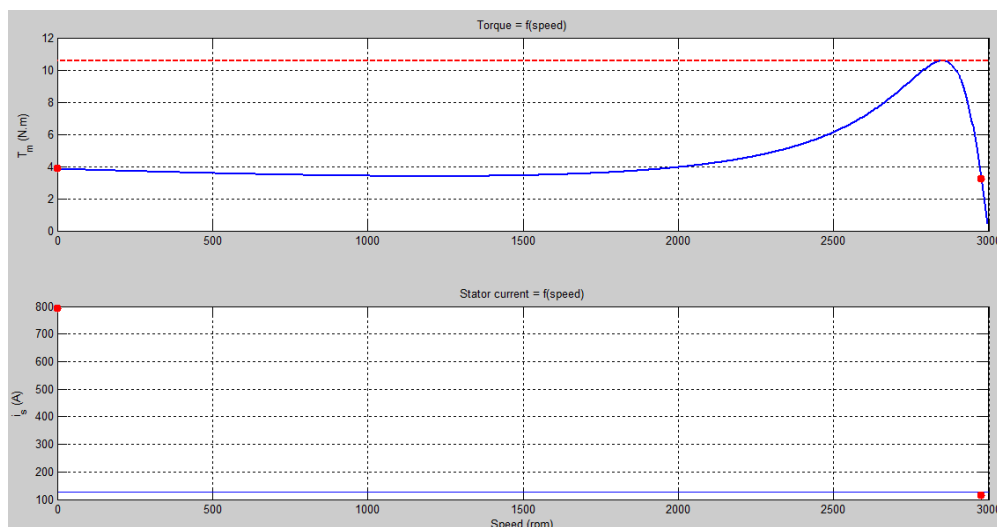


Рис. 2. Механические характеристики

Представим расчет модели по параметрам холостого хода асинхронной машины с короткозамкнутым ротором. Схема модели представлена на рисунке 3.

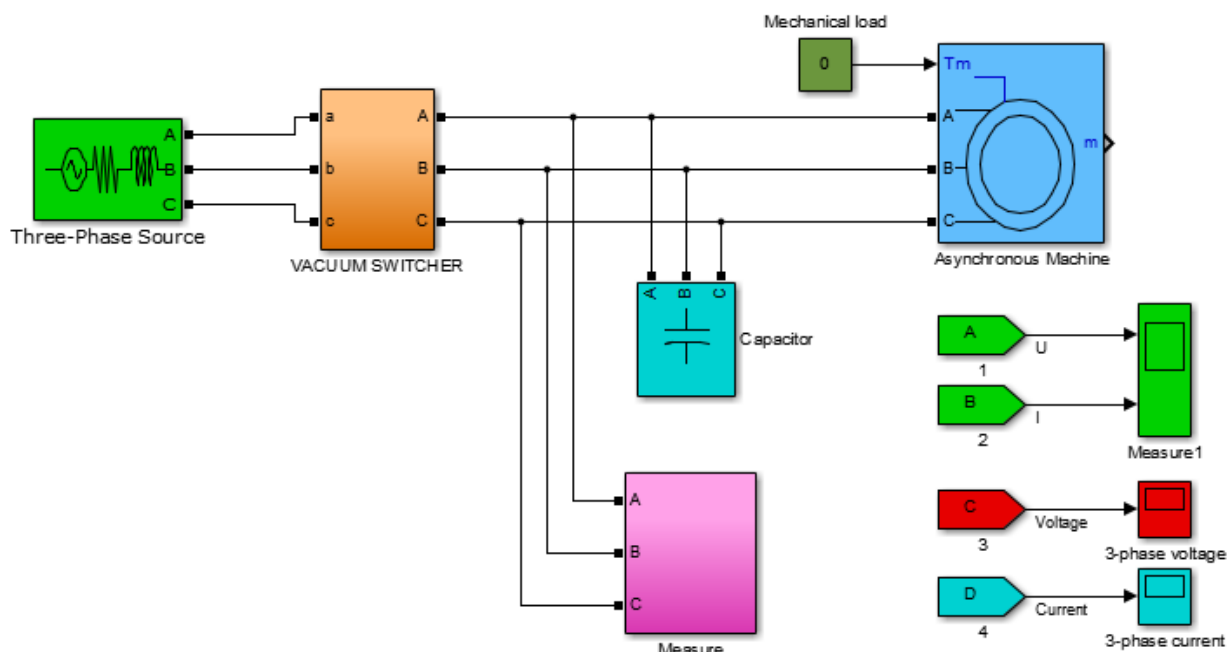


Рис. 3. Схема модели в MatLab Simulink

Расчет емкости для запуска конденсатора асинхронного двигателя изображен на рисунке 4 [4].

Данные двигателя:



Сеть [U]	6000
Мощность [Вт]	1000
Частота [Гц]	50
cosφ	0.89

Ответ:

Ток двигателя:	0.14 [А]
Необходимая ёмкость конденсатора:	0.07 [мкФ]
Сопротивление конденсатора:	40449 [Ом]

Рис. 4. Результаты расчета величины емкости

Моделирование коммутации при включении асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором с синхронизацией по напряжению в среде MatLab Simulink

Результаты моделирования напряжения и тока при совместном включении фаз вакуумного выключателя представлены на рисунке 5 а, б.

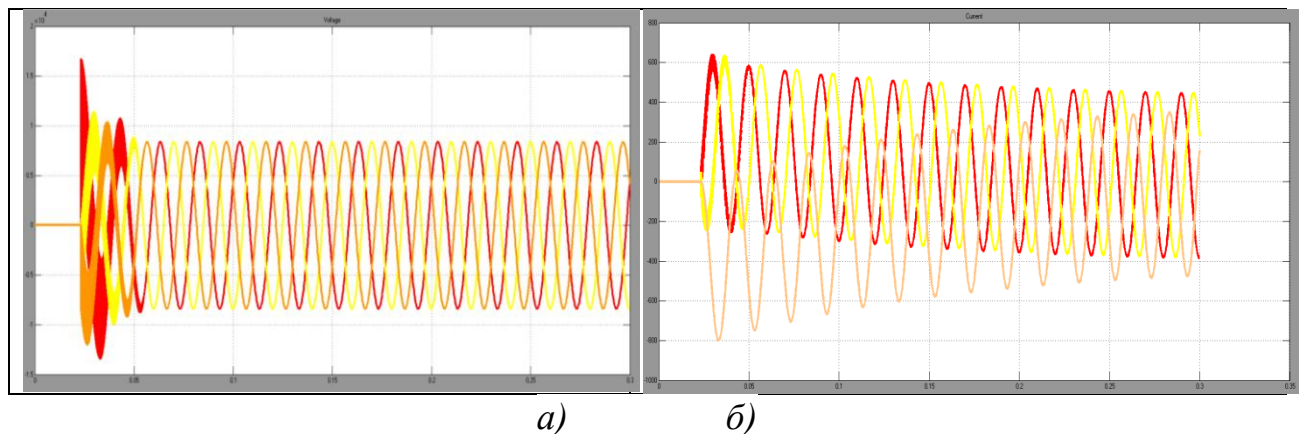


Рис. 5. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А-В-С
одновременно: а) напряжение; б) ток

Результаты синхронной коммутации на включение по напряжению представлены на рисунке 6 (а, б) при выполнении алгоритма А-В- t_2 -С.

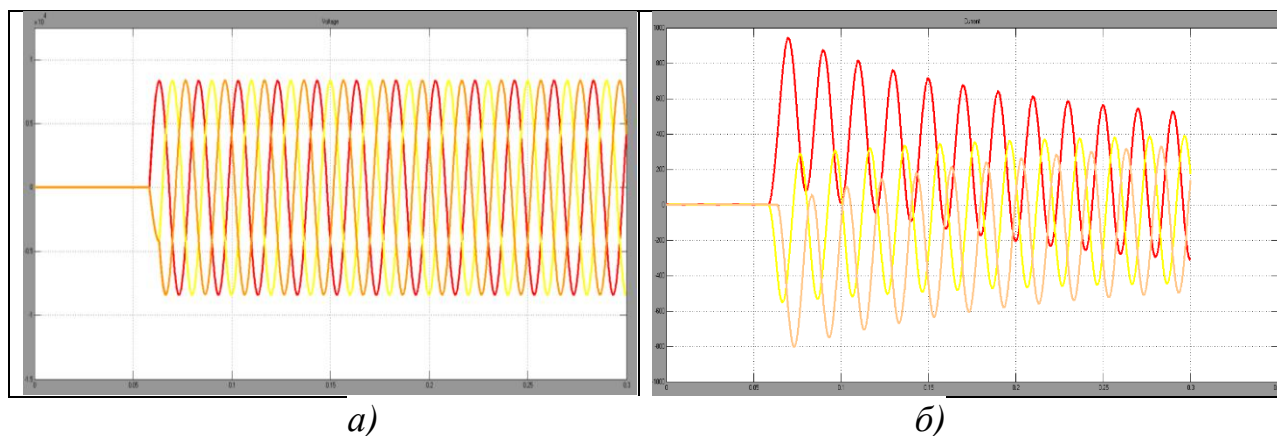


Рис. 6. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А-В- t_2 -С:
а) напряжения; б) тока

Результаты синхронной коммутации на включение по напряжению представлены на рисунке 7 (а, б) при выполнении алгоритма А- t_2 -В-С.

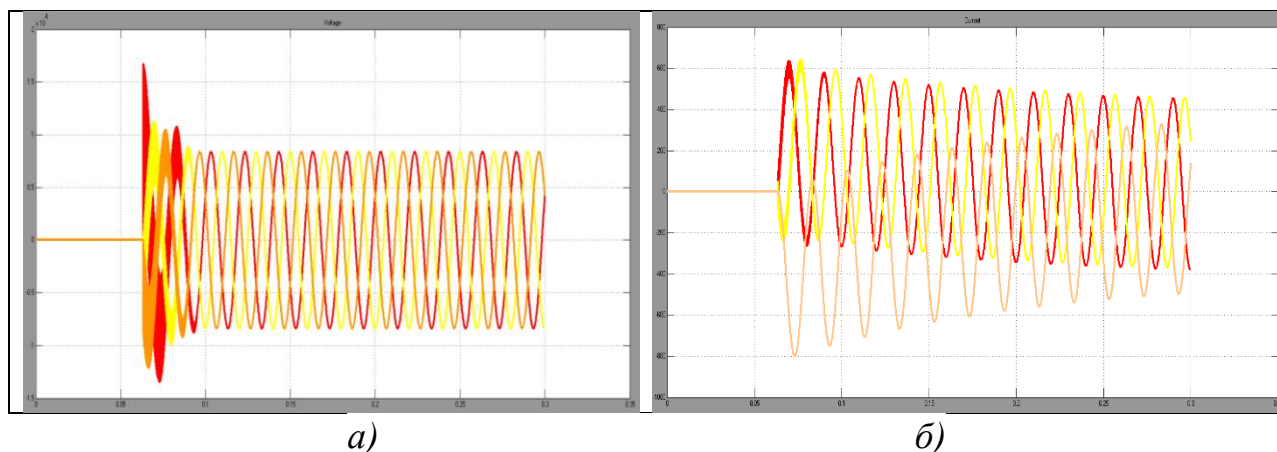


Рис. 7. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А- t_2 -В-С:
а) напряжения; б) тока

Результаты синхронной коммутации при включении по напряжению представлены на рисунке 8 (а, б) при выполнении алгоритма А- t_1 -В- t_1 -С.

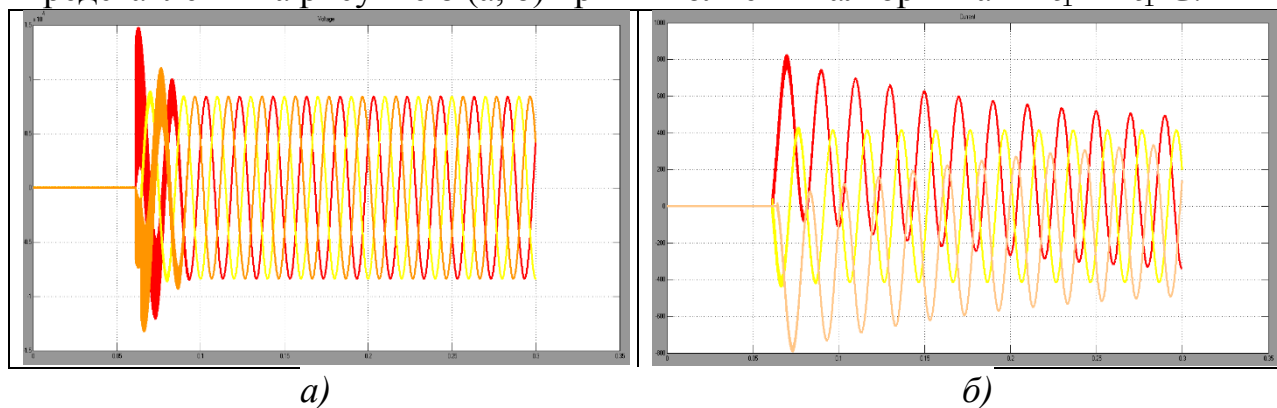


Рис. 8. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А- t_1 -В- t_1 -С:
а) напряжения; б) тока

Таблица 2

Анализ результатов коммутации

№	Описание алгоритма	Отношение величины перенапряжения к номинальному значению напряжения	Отношение величины броска тока к номинальному току
1.	Одновременное А-В-С	2,13	5,3
2.	Синхронная коммутация двух фаз одновременно с последующей коммутацией третьей с выдержкой времени А-В- t_2 -С	1	8,4
3.	Синхронная коммутация одной фазы с последующей коммутацией двух фаз с выдержкой времени А- t_2 -В-С	2,15	5,3
4.	Синхронная коммутация фаз при переходе каждой через ноль А- t_1 -В- t_1 -С	1,87	7,1

Вывод

По осциллограммам синхронной коммутации на включение по напряжению было выявлено наличие во всех алгоритмах перенапряжения и значительные показатели броска тока. Результаты осциллограммам коммутации асинхронного двигателя при включении по напряжению представлены в таблице 2. Наименьшее значение перенапряжения соответствует условию коммутации А-В- t_2 -С, хотя имеет место восьмикратный бросок тока.

Возможности синхронной коммутации позволяют преодолеть проблему пуска трансформаторов и вращающихся электрических машин.

Список использованных источников

1. Ачитаев, А.А., Павлюченко, Д.А., Прохоренко, Е.В., Шевцов, Д.Е. Применение синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в электросетях // Главный энергетик. – 2014. – №. 3. – С. 42–49.
2. Ачитаев, А. А., Павлюченко, Д. А., Прохоренко, Е. В., Шевцов, Д. Е. Применение синхронного вакуумного выключателя в городских электрических сетях // Главный энергетик. – 2014. – №. 7. – С. 46–52.
3. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них // Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004.
4. Онлайн расчет конденсаторных батарей. [Электронный ресурс] . – Режим доступа: [<http://www.skrutka.ru/sk/tekst.php?id=13>]
5. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980.

Н. А. Губин

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ARDUINO ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

The expanded use of linear electric drives in order to improve operational characteristics is becoming an urgent task, since the current trend of their development is associated with the use of electric wires.

Keywords: arduino, microcontroller, step motor, programming, control algorithm, automated control law, tracking systems, electric drive, software, servo drive, electro-hydraulic drive

Суть проведения работы по созданию системы управления линейным электроприводом состоит в контроле промежуточного положения рабочего механизма. Для этого в них реализуется шаговый электродвигатель (рисунок 1). Суть статьи отражает принципы управления на линейном участке работы привода контроля его работы. Для понимания процессов управления автором работы был реализован макет стандартного блока, состоящего из шагового двигателя и платы Arduino Uno.



Рис. 1. Модель шагового привода

Прежде чем начать построение системы автоматического управления, был составлен закон автоматизированного управления.

На данный момент существует несколько способов управления. Автоматические системы управления электроприводами (АСУ ЭП):

- стабилизирующее;
- программное;
- следящее.

Объектом нашего внимания являются программные АСУ ЭП, управляющие положением исполнительного органа по заранее заданной программе.

Цели проекта. В данном проекте создается система управления шаговым двигателем. Данная система управления вместе с шаговым двигателем может использоваться как электропривод для перемещения малогабаритных цилиндрических грузов. При использовании данного электропривода в учебных целях он позволяет улучшить навыки студентов в программировании микроконтроллеров, программировании работы шагового двигателя, ознакомиться с работой каждого элемента системы в отдельности. Двигатель будет управляться с помощью аппаратной платформы Arduino UNO.

Arduino Uno – это устройство на основе микроконтроллера ATmega328. В его состав входит все необходимое для удобной работы с микроконтроллером: 14 цифровых входов/выходов (из них 6 могут использоваться в качестве ШИМ-выходов), 6 аналоговых входов, кварцевый резонатор на 16 МГц, разъем USB, разъем питания, разъем для внутрисхемного программирования (ICSP) и кнопка сброса. На рисунке 2 представлена схема управления шаговым двигателем.

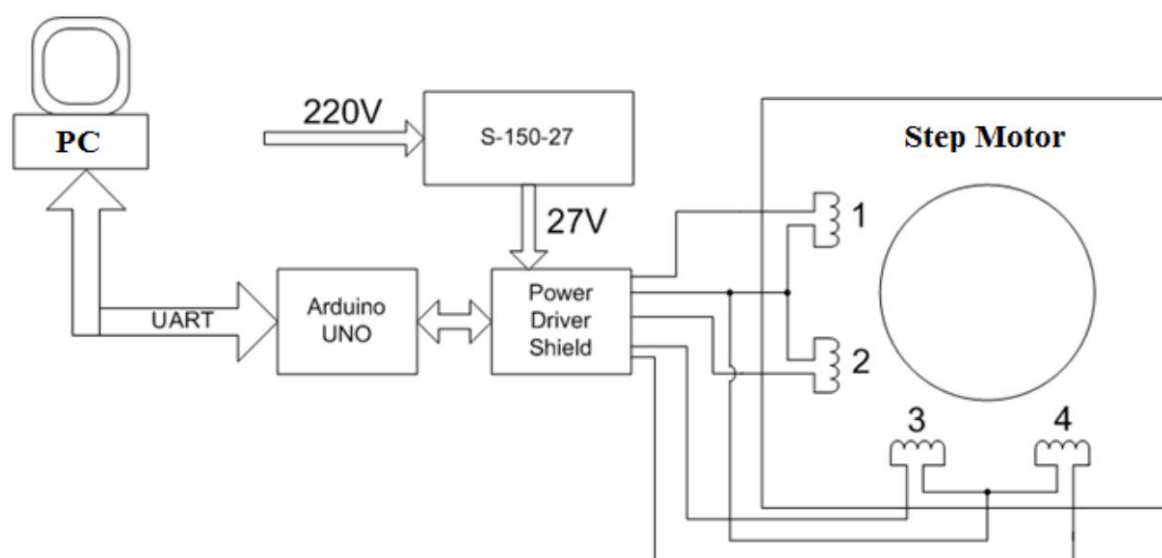


Рис. 2. Структурная схема управления шаговым двигателем на платформе Arduino Uno

Разработанная схема может быть реализована как программно, так и при помощи различных манипуляторов в ручном режиме. Для программирования используется упрощенная версия C++ (рисунок 3).



Рис. 3. Внешний вид контроллера Arduino Uno

Код программы:

```
int posit = 0; // переменная текущей позиции
bool comd = 0, looping = 0, dirDvg = 0, saas= 1; // переменные для команд
void setup()
{
  pinMode(2, OUTPUT);
  pinMode(3, OUTPUT);
  Serial.begin(9600); // активация последовательного порта
  Serial.setTimeout(5);
  reset(); // возвращение груза в начальную позицию при запуске
  Serial.println("Ready: position 0 of 80");
}
void loop()
{
  if (looping) cmd();
  String Cmd = Serial.readStringUntil(' '); // ввод команды с компьютера
  if (Cmd == "help") help(); // команда вывода помощи
  if (Cmd == "move") mova(); // команда передвижения к указанной позиции
  if (Cmd == "f") fup(); // команда передвижения вперед
  if (Cmd == "b") bdown(); // команда передвижения назад
  if (Cmd == "reset") reset(); // команда вернуть груз в начальную позицию
  if (Cmd == "loop") {looping = 1; Serial.println("Now Looping"); comd = 1;} //
  цикл
  if (Cmd == "Stoploop") {looping = 0; Serial.println("Loop stopped"); comd = 1;}
  // отмена цикла
```

```

if (Cmd == "pos") pos(); // команда показа текущей позиции
if (!(Cmd == ""))
{
if (!comd) Serial.println("ERROR : \"Unknown command\"");
else comd = 0; // сообщение о неверной команде
}
}
void mova() // начало алгоритма передвижения
{
comd = 1;
int e, m = Serial.parseInt();
Serial.print("Move to ");
Serial.print(m);
Serial.print(" : ");
if (!((m < 0)|| (m > 80)|| (m == posit))) // проверка введенной позиции
{
if (posit < m) // передвижение вперед
{
e = m - posit;
digitalWrite(3, LOW);
for(int i = 0; i < e; i++)
{
if (posit < 80)
{
posit++;
digitalWrite(2, HIGH);
digitalWrite(2, LOW);
delay(5);
}
}
}
else // передвижение назад
{
e = posit - m;
digitalWrite(3, HIGH);
for(int i = 0; i < e; i++)
{
if (posit > 0)
{
posit--;
digitalWrite(2, HIGH);
digitalWrite(2, LOW);
delay(5);
}
}
}
}
}

```



```

}
}
Serial.println("Done");
}
else if (m == posit) Serial.println("ERROR \"The same position\"");
else Serial.println("ERROR \"Position out of range\""); // сообщения о неверной
позиции
}

```

Для имитации принципов регулирования следящей системы был разработан макетный образец на основе привода гибких дисков и контроллера Arduino Uno, представленный на рисунке 4.

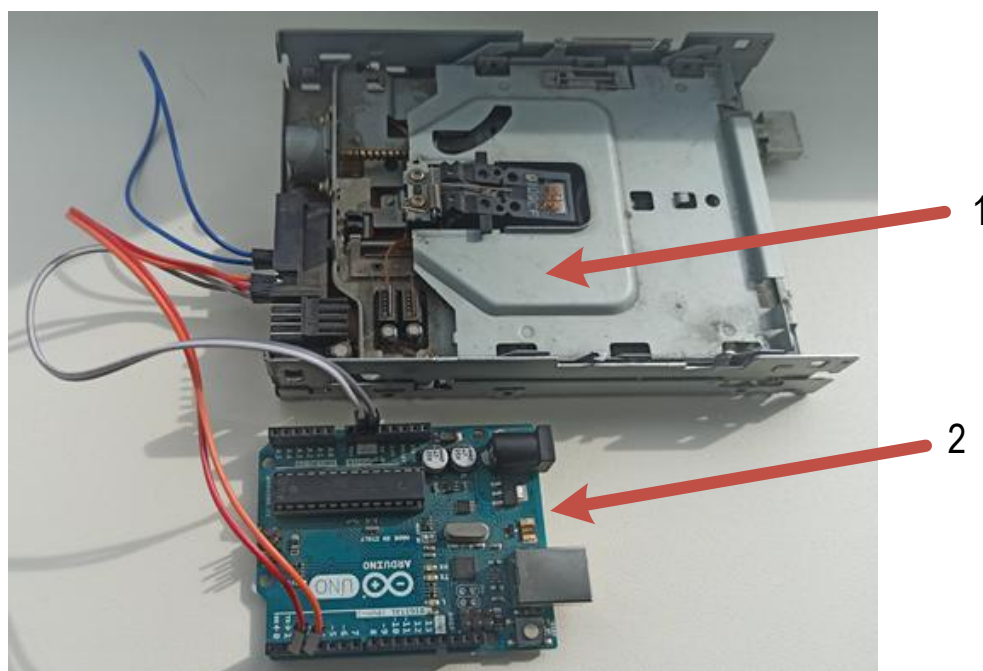


Рис. 4. Тестовая модель следящей системы на основе привода гибких дисков

Вывод

В данной статье приведена работа по созданию алгоритма управления линейного привода с функцией слежения. Была создана и реализована математическая модель и написана программа для имитации управляющих воздействий. Полученные результаты будут полезны для создания высокоточных сервоприводов для направляющих аппаратов на ГЭС.

Список использованных источников

1. Аппаратная часть платформы Arduino [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://arduino.ru>
2. Хацкевич А.Д., Ланин В.Л. Управление шаговыми двигателями с помощью микроконтроллера ARDUINO // «Современные проблемы радиоэлектроники и телекоммуникаций. РТ-2017». – 2017. – С. 165–165.

3. Макаров Д.Е., Алексеев И.С. Система управления шаговым двигателем на базе Arduino UNO // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов Международной конференции с международным участием, 29 апреля–2 мая 2014 г., Томск. Ч. 1. – Томск, 2014. – Изд-во ТПУ, 2014. – С. 56–58.

Н.С. Савельева, А.А. Ачитаев
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИСКАЖЕНИЯ ФОРМ СТАТОРА И РОТОРА НА КЛЮЧЕВЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТА ТИПА СВ 1500/170-96

The article is devoted to the processes associated with the analysis of various forms of distortion of the stator / rotor of a hydrogenerator. Various modes of distortion are analyzed and mathematical models are formulated that characterize the relationship between the mode parameters and geometric changes in the shape of the stator or rotor.

This article will be useful in the operation of generators to assess changes in the geometry of the air gap.

Keywords: hydraulic unit, synchronous machine, deformation, rotor, stator, air gap, winding, magnetic flux, damper winding, losses, magnetic tension, transients, electromagnetic moment.

Статья по исследованию деформации ротора синхронной машины гидроагрегата типа СВ 1500/170-96 состоит из анализа геометрии генератора при симметричном воздушном зазоре и расчетов основных параметров гидроагрегата при деформации ротора. Проведен анализ результатов при номинальной мощности и в режиме внезапного короткого замыкания для вычисления основных и добавочных потерь с целью определения КПД. Первый этап состоял в анализе геометрии исходя из представленного технического задания и рекомендаций по проектированию электрических машин переменного тока [1, с. 215]. Для проверки исходного варианта геометрии генератора была проведена верификация с целью определения адекватности численной модели с аналитическим расчетом в режиме внезапного короткого замыкания. Была аналитически рассчитана переходная характеристика электромагнитного момента генератора в условии симметричного воздушного зазора в режиме внезапного короткого замыкания и соотнесена с результатами численного моделирования, которые показали сходимость. В СТО 17330282.27.140.001-2006 описан критерий допустимого искажения формы ротора, где воздушный зазор между статором и ротором в диаметрально противоположных точках не должен отличаться друг от друга более чем на $\pm 20\%$ от среднего значения, равного их полусумме. В данном отчете был проведен расчет, охватывающий данный промежуток изменения диаметра, а также проведен анализ, учитывающий

$\pm 35\%$ уменьшения величины воздушного зазора.

Результаты исследований показали, что изменение величины воздушного зазора до 10% внесет существенный вклад на величину индукции магнитного поля, что в десять раз увеличило величину основных потерь в сердечнике. Также наблюдается значительное снижение напряжения (от 25 до 50%) от номинального напряжения в режиме номинальной мощности, что требует увеличения тока в обмотке возбуждения, которое приводит к увеличению омических потерь в обмотке ротора. Полевой расчет проводился средствами метода конечных элементов программного комплекса Ansys и верификации в программе Matlab Simulink.

В качестве математического аппарата расчета полей были применены формулы расчета Горева-Парка и формулы Штейнмеца для вычисления потерь в электротехнической стали.

Из анализа геометрии машины на основании рекомендации по проектированию машин переменного тока и текста настоящего технического задания была разработана синхронная машина (рисунок 1).

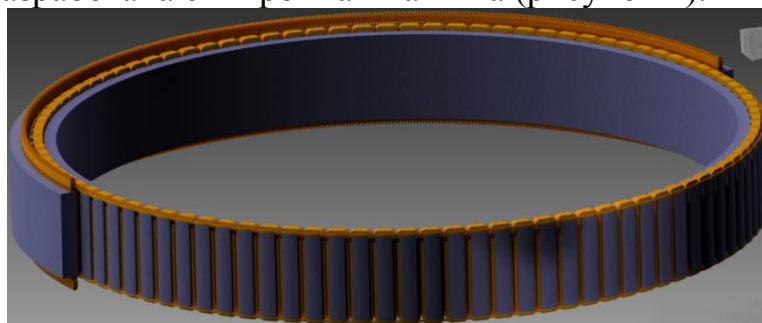


Рисунок 1. Геометрия исходной синхронной машины

Основной трудностью являлась недостающая информация по геометрии и числу витков обмотки ротора. С целью уточнения расчета количества витков был проведен аналитический расчет числа витков в обмотке возбуждения исходя из необходимого потока через полюс. Магнитное поле гидрогенератора, как и любой электрической машины, имеет пространственно-периодическое распределение с периодом, равным двойному полюсному делению. Поток, проходящий через один полюс (рисунок 2) [2, с. 114].

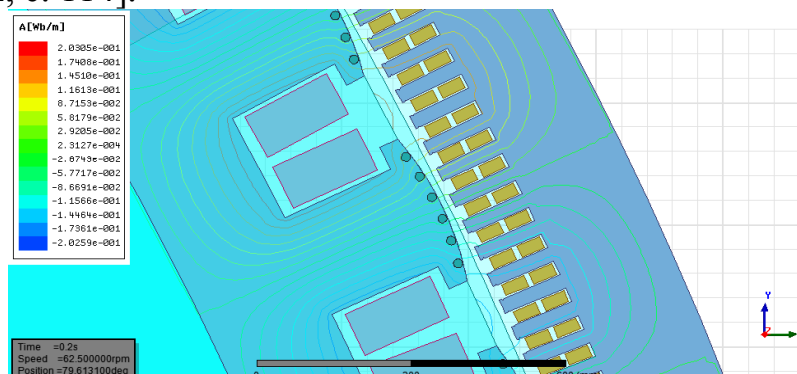


Рисунок 2. График распределения магнитной напряженности в якоре синхронной машины в режиме номинальной мощности

$$\Phi = \frac{U_1}{4,44 \cdot k_{\phi} \cdot W_1 \cdot f_1 \cdot p}, \quad (1)$$

где Φ – магнитный поток, Вб;

U_1 – номинальное напряжение статора (см. рис 3.), В;

k_{ϕ} – обмоточный коэффициент;

W_1 – число витков;

f_1 – частота сети, Гц;

p – число пар полюсов.

Обмоточный коэффициент вычисляется по формуле:

$$k_{об} = \frac{\sin\left(\frac{\pi}{2m}v\right)}{q \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2mq}v\right)} \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2}\beta v\right), \quad (2)$$

где v – номер гармоники ЭДС;

q – число пазов на полюс и фазу;

β – относительный шаг обмотки.

Расчет магнитного поля является основой для точного последующего расчета магнитной цепи, характеристик, параметров и потерь машины. С целью увеличения качества генерации электроэнергии была выбрана конфигурация отношения ширины башмака к ширине полюсного деления, равного 0,7, в условии соотношения максимальной ширины воздушного зазора к минимальной в пределах одного башмака ротора, равного 1,5. Эта конфигурация на основании кривых Виземана позволит обеспечить коэффициент формы, равный 1,07, что снизит высшие гармоники [2, с. 147].

На рисунке 3 представлена характеристика тока возбуждения от выходного напряжения синхронного генератора.

В устройствах переменного тока, содержащих элементы с ферромагнитным сердечником, возникают потери энергии в сердечниках при периодическом изменении магнитного потока в них. Эти потери складываются из потерь на вихревые токи и на гистерезис.

Потери в электротехнической стали выражаются следующим уравнением:

$$p_v = p_h + p_c + p_e, \quad (3)$$

где p_h – потери на гистерезис,

p_c – потери на вихревые токи,

p_e – добавочные потери.

Потери на гистерезис пропорциональны площади петли гистерезиса.

Формула, выражающая связь:

$$p_h = k_n \cdot f \cdot B_m^2, \quad (4)$$

где B_m — максимальная индукция магнитного поля в сердечнике,
 k_n — коэффициент, зависящий от материала,
 f — частота сети.

Потери на вихревые токи:

$$p_c = k_c \cdot (f \cdot B_m)^2, \quad (5)$$

где k_c — коэффициент, зависящий от сорта стали.
 Добавочные потери:

$$p_e = k_e \cdot (f \cdot B_m)^{1,5}, \quad (6)$$

где k_e — коэффициент добавочных потерь, зависящий от сорта стали.
 Распределение индукции в воздушном зазоре представлено на рис. 3, 4.

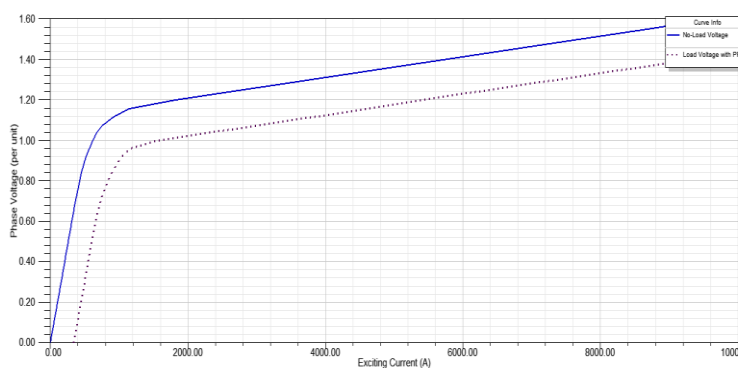


Рисунок 3. Характеристика выходного напряжения синхронного генератора от тока возбуждения

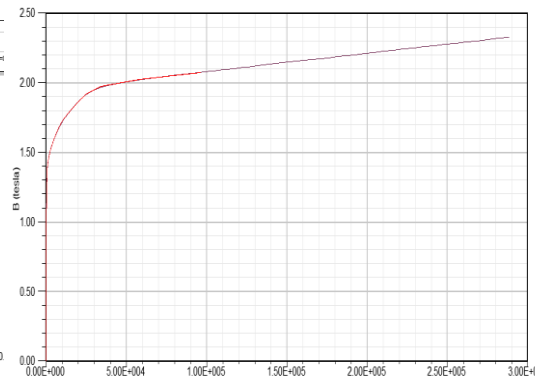


Рисунок 4. Намагничивающая характеристика электротехнической стали

На рисунке 5 представлены кривые основных и добавочных потерь. Также потери в обмотках статора, в обмотке возбуждения и в демпферной обмотке.

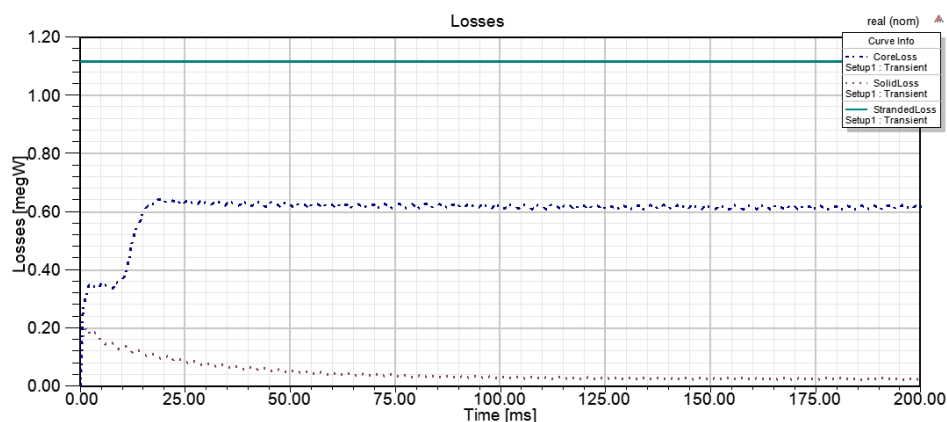


Рисунок 5. Основные и добавочные потери в синхронном генераторе

Активная мощность синхронной машины:

$$P_2 = \frac{mE_0U_1}{X_c} \sin\delta, \quad (7)$$

где m – число фаз статора,
 X_c – сопротивление сети,
 δ – угол нагрузки,
 E_0 – ЭДС сети.

Вращающий момент синхронного генератора:

$$M = \frac{mpE_0U_1}{\omega_1 X_c} \sin\delta, \quad (8)$$

где ω_1 – круговая частота сети.

На рисунке 3 представлена зависимость вращающего момента от времени при номинальной мощности (50% номинальной мощности).

Выходная мощность:

$$P_2 = 3U_1I_1\cos\varphi, \quad (9)$$

Входная механическая мощность:

$$P_1 = P_2 + P_{fw} + P_{Cuа} + P_{Fe} + P_{Cuf}, \quad (10)$$

где P_{fw} , $P_{Cuа}$, P_{Fe} and P_{Cuf} – потери на трение в обмотках статора и в железе электротехнической стали, а также потери в обмотке возбуждения соответственно.

Вращающий момент:

$$T_1 = \frac{P_1}{\omega}, \quad (11)$$

где ω – угловая скорость генератора.

КПД генератора:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100\% \quad (12)$$

Также был проведен анализ переходных процессов при внезапном коротком замыкании с целью верификации исходной геометрии машины с аналитическим расчетом.

На рисунках 6–7 представлена зависимость электромагнитного момента от времени в режиме внезапного короткого замыкания. По виду характеристики наблюдается апериодическая составляющая, имеющая

максимум, которая имеет четырехкратное значение по сравнению с номинальным моментом. В качестве модели верификации была применена стандартная модель синхронной машины в Matlab Simulink.

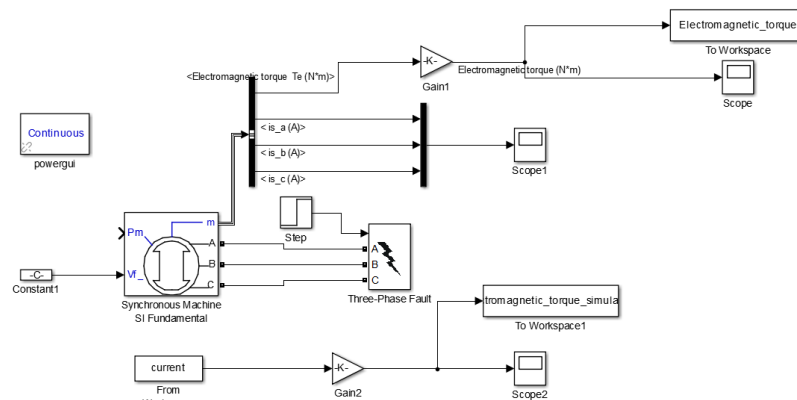


Рисунок 6. Аналитическая модель синхронной машины в режиме внезапного короткого замыкания

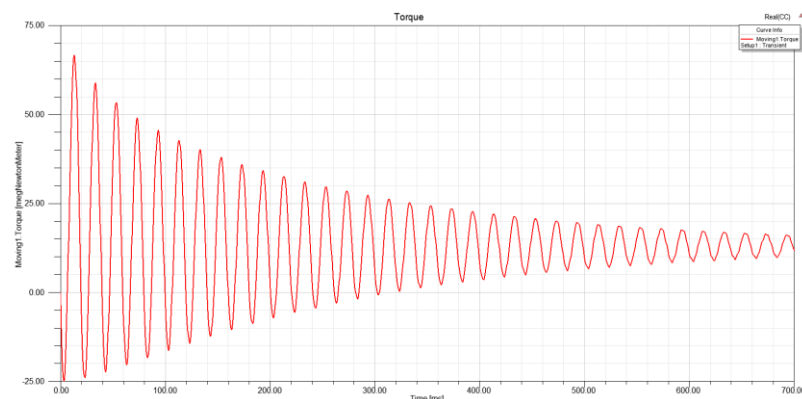


Рисунок 7. Расчет переходного электромагнитного момента в режиме внезапного короткого замыкания при симметричной геометрии

Моделирование синхронного генератора выполняется при тех же упрощающих допущениях, как и в случае синхронного генератора с постоянными магнитами (Рис. 1–4).

Модель основана на классическом представлении генератора в виде синхронной машины, имеющей три статорных обмотки, одну обмотку возбуждения и две демпфирующих обмотки [3, с. 198], описываемой при помощи следующих переменных и параметров: i_d, i_q – токи по осям в координатах $d - q$; u_d, u_q – напряжения по осям в координатах $d - q$; i_{fd}, u_{fd} – ток и напряжение обмотки возбуждения соответственно; i_{kd}, i_{kq} – демпфирующие токи по осям $d - q$; R_s – активное сопротивление обмотки статора; R_{fd} – активное сопротивление обмотки возбуждения; R_{kd}, R_{kq} – активные сопротивления демпферной обмотки; L_d, L_q – индуктивности обмоток статора по осям $d - q$; L_{fd} – индуктивность обмотки ротора; L_{kd}, L_{kq} – индуктивности демпферных обмоток; L_{md}, L_{mq} – индуктивности намагничивания по осям $d - q$.

Электромагнитный момент описывается выражением:

$$M_G = (L_q - L_d)i_d \cdot i_q + L_{md} \cdot i_{fd} \cdot i_q + L_{md} \cdot i_{kd} \cdot i_q - L_{mq} \cdot i_{kq} \cdot i_d. \quad (13)$$

С учетом того, что векторы состояния и входных переменных соответственно могут быть выражены так:

$$\begin{cases} \mathbf{x} = [x_1(t) \ x_2(t) \ x_3(t) \ x_4(t) \ x_5(t)]^T \equiv [i_q \ i_d \ i_{fd} \ i_{kd} \ i_{kq}]^T \\ \mathbf{u} = [u_d \ u_q \ u_{fd} \ 0 \ 0]^T \end{cases}, \quad (14)$$

и матрицы

$$\begin{cases} \mathbf{M} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & -L_{md} & -L_{md} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & -L_{mq} \\ L_{md} & 0 & -L_{fd} & -L_{md} & 0 \\ L_{md} & 0 & -L_{md} & -L_{kd} & 0 \\ 0 & L_{mq} & 0 & 0 & -L_{kq} \end{bmatrix} \\ \mathbf{N}(\Omega_h) = \begin{bmatrix} -R_s & \Omega_h L_q & 0 & 0 & -\Omega_h L_{mq} \\ -\Omega_h L_d & -R_s & \Omega_h L_{md} & \Omega_h L_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & R_{fd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kq} \end{bmatrix} \end{cases}, \quad (15)$$

и тогда модель синхронного генератора может быть представлена в виде:

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{M}^{-1} \mathbf{N}(\Omega_h) \cdot \mathbf{x} - \mathbf{u} \\ \mathbf{y} \equiv M_G = (L_q - L_d)x_1x_2 + L_{md}x_1x_3 + L_{md}x_1x_4 - L_{mq}x_2x_5 \end{cases}. \quad (16)$$

Уравнение движения аналогично уравнению 14:

$$\frac{d\Omega_h}{dt} = \frac{1}{J} (M_{mec} - M_G - F\Omega_h), \quad (17)$$

где Ω_h , M_{mec} и J — означают те же самые величины, что и ранее;
 F — постоянная сила трения.

Выводы

На основании вышеперечисленных формул была проделана работа и сделана аналитическая верификация электромагнитного момента в режиме внезапного короткого замыкания (ВКЗ) при симметричном воздушном зазоре, равном 23 мм.

Также наблюдается очевидная апериодическая составляющая, определяющая ударное значение тока короткого замыкания. Демпферная обмотка позволяет минимизировать ударное значение максимума тока.

Таблица 1. Режим номинальной мощности

№	Изменение воздушного зазора между ротором и статором, %	Максимальная индукция магнитного поля в воздушном зазоре, Тл	Минимальная индукция магнитного поля в воздушном зазоре, Тл	Отношение номинального напряжения к напряжению на выходах генератора	Отношение текущего тока к номинальному току	КПД, %
1	+20	0,797	0,76	4	1,89	99,1
2	+35	0,847	0,65	4,60	2,03	99,16
3	-10	0,885	0,713	3,94	1,93	99,23
4	-20	0,741	0,101	3,68	1,87	99,10
5	-35	0,741	0,101	3,73	1,93	99,12

Таблица 2. Режим внезапного короткого замыкания

№	Деформация ротора по отношению к статору, %	Отношение максимального вращающего момента к номинальному, $M_{\max}/M_{\text{ном}}$	Отношение максимального тока к установившемуся $I_{\max.\text{aper}}/I_{\max}$	Отношение номинального напряжения к напряжению на выходах генератора
1	+20	5,5	2,5	1,73
2	+35	5,28	2,5	1,92
3	-10	5,78	2,37	1,86
4	-20	5,89	2,33	1,86
5	-35	5,56	2,33	1,86

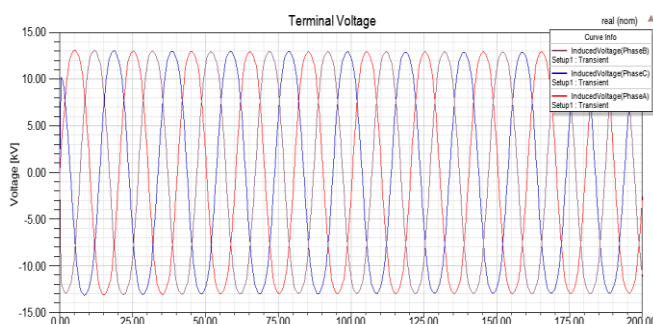


Рисунок 8. График напряжения на выходе синхронного генератора

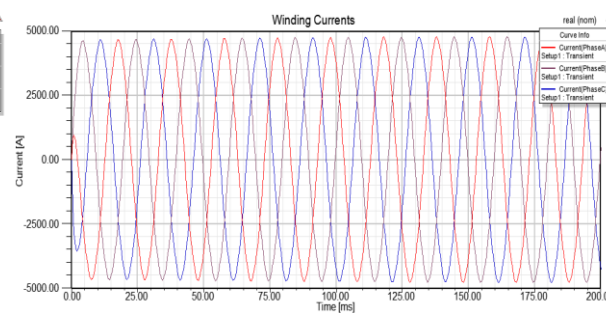


Рисунок 9. График тока на выходе синхронного генератора в режиме номинальной мощности

Список использованных источников:

1. Гидрогенераторы. Глебов И.А., Домбровский В.В., Дукштау А.А. и др. Л.: Энергоиздат, 1982. – 368 с.
2. И.П. Копылов. Проектирование электрических машин. 4-е издание, переработанное и дополненное. Москва. ЮРАЙТ, 2011.
3. Удалов С.Н. Моделирование ветроэнергетических установок и управление ими на основе нечеткой логики: монография / С.Н. Удалов, В.З. Манусов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 200 с. – (Монографии НГТУ).

¹И.В. Чернов, ²И.В. Виль

1 – ПАО «ТГК-1», Каскад Сунских ГЭС
г. Кондопога

2 – Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОДПЯТНИКОВ ГИДРОАГРЕГАТОВ

This paper deals with the problem of the lack of automated equipment diagnostics systems that have shown their effectiveness. The existing systems are more likely to be control and monitoring systems, while diagnostics are carried out by workers using these systems and periodically conducted tests and inspections.

The text outlines the causes of the problem, describes in detail the current state of the problem and the difficulties of introducing diagnostic systems based on new technologies (artificial intelligence, neural networks, big data). As an intermediate stage, it is proposed to introduce into the existing monitoring systems the principles of PID monitoring (response to the rate of change of the parameter, continuous increase in the parameter, determination of the time before the operation of the warning and emergency setpoints) and diagnostic algorithms (reflection of the cause of deviation of the parameters). At the same time, it is proposed to create diagnostic algorithms based on expert knowledge, by translating them into flowcharts.

To demonstrate examples of the use of diagnostic algorithms, a thrust bearing is taken as one of the critical units of the hydraulic unit. An algorithm for diagnosing the oil level in the thrust bearing (oil leak and water ingress) is considered, algorithms for determining the uneven loads on the thrust bearing segments and detecting the unevenness of the mirror surface of the thrust bearing disc are developed and presented.

The paper substantiates the need for the introduction of automated diagnostic systems, the main advantage of which is not only the identification of a defect at an early stage with a high degree of reliability, an indication of the reasons that caused its appearance, but also the issuance of appropriate recommendations for the elimination of such defects. This approach will make it possible to better plan the repair of the units of the hydraulic unit and reduce the risks of its emergency shutdowns.

Keywords: diagnostics, hydroelectric power plant, hydraulic unit, on-condition repair, thrust bearing, defect, online calculation, algorithms, sensor, PID monitoring.

1. Выявление проблемы и причин ее возникновения

Согласно стратегии Группы РусГидро [1, с. 6], одной из стратегических целей компании является: «Обеспечение надежного и безопасного функционирования объектов компании». В рамках этой цели компания обеспечивает надежное и безопасное функционирование оборудования и гидротехнических сооружений с учетом экономической обоснованности средств, направляемых на минимизацию рисков и снижение возможного ущерба.

Разработка алгоритмов автоматизированной диагностики позволит выявлять дефекты оборудования на ранних стадиях и предотвращать их развитие в критические дефекты, приводящие к невосстанавливаемым повреждениям оборудования.

Важной составляющей оказания технических воздействий на оборудование является ремонтная деятельность, которая в соответствии с нормативными документами [2,3] делится на техническое обслуживание и ремонты (текущие, средние и капитальные). До недавнего времени для определения вида, периодичности, объема и номенклатуры воздействия на оборудование в России применялась система планово-предупредительного ремонта. Однако в конце 2017 года приказом Минэнерго России выпущены и утверждены новые правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики [4]. Данный документ разделяет плановые ремонты на два вида: «планово-предупредительный ремонт» и ремонт по «техническому состоянию» оборудования. Принципиальное отличие двух видов ремонта – первый определяет объем и срок ремонтных работ по наработке оборудования, второй – по фактическому состоянию.

Совершенствование систем мониторинга, внедрение алгоритмов автоматизированной диагностики повысит точность и качество данных о техническом состоянии оборудования, позволит выявлять отклонения от оптимального режима работы, не дожидаясь срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации.

Использование системы защит «по уставке» и медленный переход к ремонтам по техническому состоянию обусловлены, в том числе, следующей проблемой: в настоящее время на объектах ПАО «РусГидро» отсутствуют системы автоматизированной диагностики оборудования, показавшие свою эффективность. Существующие системы скорее являются системами контроля и мониторинга, диагностика же осуществляется работниками с помощью этих систем, периодически проводимых испытаний и осмотров.

Основные причины возникновения проблемы (отсутствия систем автоматизированной диагностики) представлены в таблице 1 [5, с. 3].

Таблица 1. Проблемы систем мониторинга и диагностики

Проблема, указанная в источнике [5]	Мнение авторов о проблеме
1) Необходимость развития математического аппарата и аналитических моделей для оценки и прогнозирования технического состояния оборудования.	Математические модели на практике не используются. Необходимо их создание.
2) Отсутствие единых требований, норм и правил проектирования, разработки и эксплуатации систем диагностического мониторинга оборудования.	Для ПАО «РусГидро» проблема в большей степени решена внедрением СТО РусГидро 02.02.106-2019 «Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования». Дата введения 20.01.2020.[6]
3) Высокая стоимостью внедрения и эксплуатации систем диагностического мониторинга оборудования и др.	Возможна доработка существующих систем мониторинга с внедрением алгоритмов диагностики.

На ГЭС эксплуатируется большое количество оборудования, наиболее ответственное из них – основное (генератор, гидротурбины, силовой трансформатор). При этом каждая из единиц оборудования содержит несколько узлов, диагностика должна осуществляться по узлам, поэтапно переходя в целостную оценку фактического состояния оборудования (от частных отметок к общей).

Тема автоматизированной диагностики глобальна, в рамках данного проекта для примера выбран подпятник гидроагрегата.

2. Текущее положение. Технические аспекты решения проблемы

В настоящее время состояние основного оборудования на ГЭС контролируется большим количеством датчиков. Все эти датчики передают значения контролируемых параметров в стационарные системы мониторинга.

Чем больше контролируемых параметров, достовернее информация и качественнее интерпретация этих данных, тем более точную информацию о фактическом состоянии оборудования можно получить. В гидроагрегатах с хорошей технической оснащённостью системы мониторинга контролируются следующие параметры (рисунок 1, [7]).

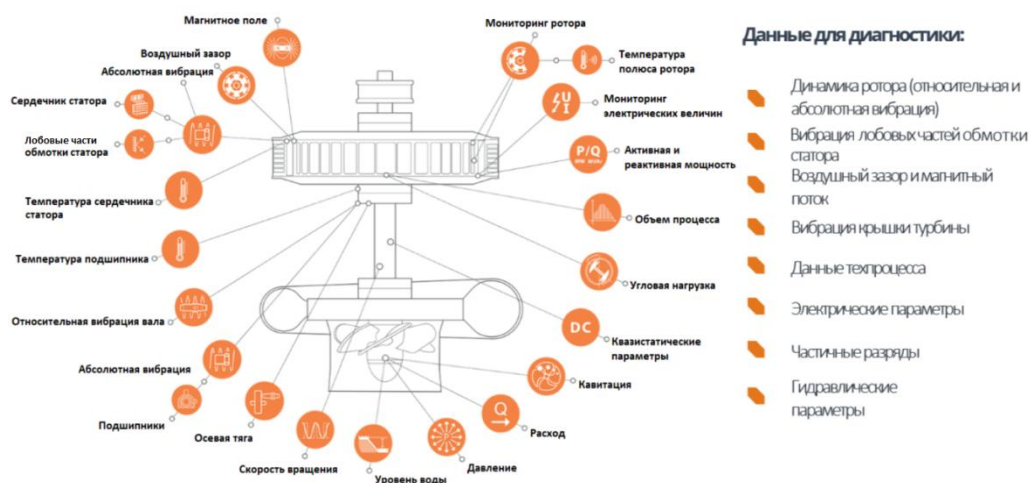


Рисунок 1. Контролируемые физические параметры гидроагрегата

Цифровая трансформация в ПАО «РусГидро» предусматривает реализацию проекта по созданию системы online мониторинга технического состояния и эксплуатации оборудования ГЭС в 2022 году [8, с. 40]. Однако реализация данного проекта достаточно трудо- и наукоемка, а значит, и экономически затратна. Данные трудности связаны с необходимостью применения современных технологий, таких, как: нейротехнологии, искусственный интеллект и большие данные. Техническая проблема – сложность обучения искусственного интеллекта / нейронных сетей видеть дефекты. Для того чтобы обучить систему выявлять дефекты, нужно большое количество зарегистрированных данных мониторинга, предшествующих развитию дефекта. Такой базы данных нет. Каждая единица оборудования индивидуальна и имеет свои параметры и характеристики. Количество зафиксированных дефектов с имеющимися зарегистрированными данными мониторинга мало, некоторые дефекты (из большого разнообразия дефектов) просто отсутствуют (оборудование обслуживается, ремонтируется, дефекты предотвращаются). Специально создавать дефекты, отказы и аварии на гидроагрегате, чтобы обучить интеллектуальную систему, небезопасно и экономически неэффективно. Поэтому необходимо создание математической модели, учитывающей комплекс различных параметров для обучения систем диагностики на мат. модели. Подход к созданию мат. модели должен быть многофакторный, с привлечением различных специалистов-«технарей».

Предлагаемый принцип создания алгоритмов для выявления дефектов основан на одном из видов машинного обучения. Выделяют два основных вида [9]:

1. обучение на примерах (описан выше, необходимы данные – зарегистрированные тренды, спектры, орбиты, осциллограммы сигналов и др.);
2. формализация знаний экспертов и их перенос в компьютер в виде базы знаний (алгоритмизация диагностических признаков, описанных в технической литературе и нормативной документации).

Для создания эффективной системы мониторинга и автоматизированной диагностики необходимо внедрение принципа ПИД-мониторинга (описан в статье [10], реагирование на скорость изменения параметра, продолжительный рост параметра, определение времени до срабатывания предупредительной и аварийной уставки) и алгоритмов диагностирования (указание причин отклонения параметров).

Реализацию данных принципов предлагается осуществить с внедрением алгоритмов в верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП). В данное время все зарегистрированные данные с датчиков хранятся в АСУ ТП, их анализ проводится работниками с определенной периодичностью либо после аварии или срабатывания защит. Постоянный мониторинг с целью выявления тенденции изменения параметров и наличия дефектов «вручную»

осуществить невозможно, ввиду большого количества параметров (более тысячи), ограниченного количества работников, продолжительности рабочего дня.

Нормативные требования для подпятника гидроагрегата предписывают следующее:

1) Согласно СТО 17330282.27.140.001-2006 [11] для текущей оценки технического состояния подпятника при работе агрегата необходимо постоянно контролировать: температуру сегментов, температуру масла в ванне, уровень масла в ванне и т. д.; 2) Согласно СТО РусГидро 02.02.106-2019 [6] программное обеспечение системы диагностирования должно учитывать конструктивные особенности оборудования и обеспечивать возможность определения следующих дефектов, в том числе в режиме реального времени: волнистость зеркальной поверхности диска подпятника; неравномерную нагрузку на сегменты подпятника; разгерметизацию упругих камер подпятника на гидравлической опоре и т.д.

Исследователями [12] были разработаны алгоритмы раннего выявления дефектов гидроагрегата. Для диагностирования подпятника в работе [12] рассмотрены алгоритмы контроля уровня масла в маслованне подпятника (рассмотрено как попадание воды в маслованну вследствие разрыва трубок маслоохладителей, так и утечка масла за счет разгерметизации маслованны). Разработанными алгоритмами осуществляется защита подпятника как на работающем, так и на остановленном гидроагрегате. Алгоритмы предусматривают условия для обработки сохраненных значений, условия блокировки, сглаживание сигнала, реагирование как на изменение уровня масла, так и на скорость данного изменения и др. На рисунке 2 приведен пример алгоритма для диагностирования подпятника по скорости изменения уровня масла.

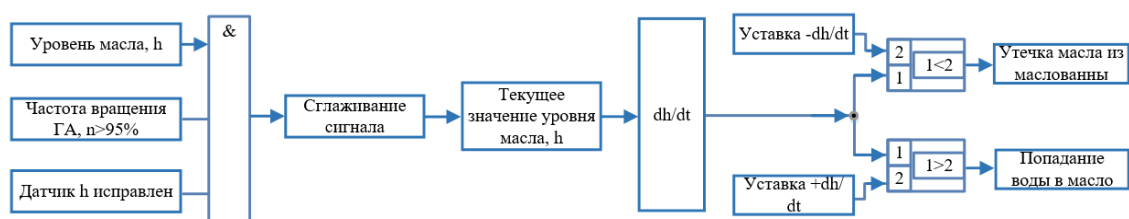


Рисунок 2. Алгоритм для контроля увеличения скорости изменения уровня масла [12]

3. Разработка алгоритмов автоматизированной диагностики подпятников гидроагрегатов

3.1. Алгоритм выявления нагруженного сегмента подпятника

Неравномерную нагрузку на сегменты подпятника можно косвенно определить по температуре сегментов. На наиболее нагруженные сегменты будут действовать бóльшие силы трения, приводящие к нагреву. Менее нагруженные сегменты будут холоднее остальных. Для исключения

ошибочного диагностирования вследствие неисправности измерительного канала необходимо сравнивать температуру каждого сегмента до пуска агрегата (ГА остановлен, холодный) и после пуска при установившемся тепловом режиме. При неравномерной нагрузке сегментов значения параметров до и после пуска будут, как показано на рисунке 3 (до пуска температуры сегментов имеют одинаковое значение, после пуска – один из сегментов греется быстрее). При неисправности измерительного канала значение параметра температуры неисправного датчика будет, как показано на рисунке 4 (значение отклоняется изначально на остановленном ГА).

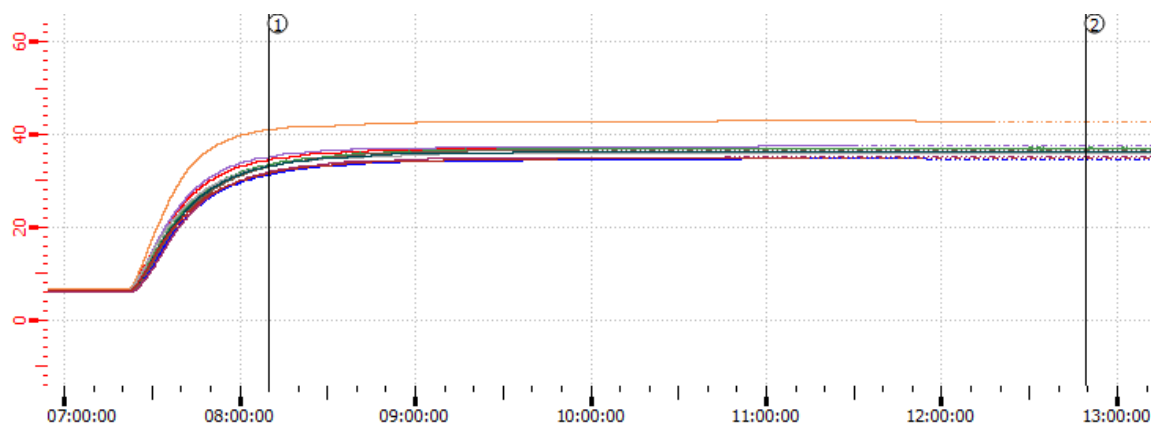


Рисунок 3. Тренды температуры сегментов подпятника
(модель 1 – неравномерность нагрузки на сегменты)

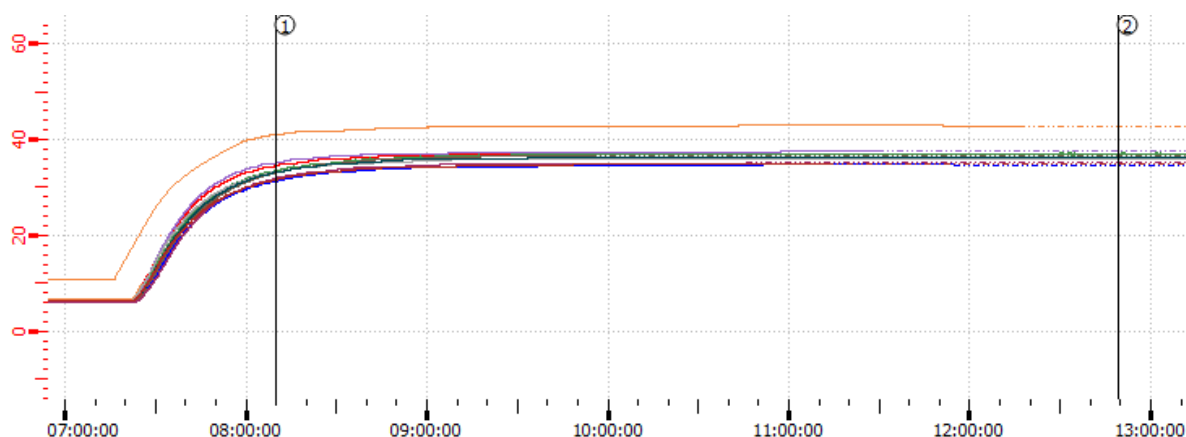


Рисунок 4. Тренды температуры сегментов подпятника
(модель 2 – неисправность датчика температуры)

Отклонение параметра можно считать различными математическими способами, используя среднеквадратичное отклонение, математическое ожидание и др. Разработанный алгоритм представлен на рисунке 5.

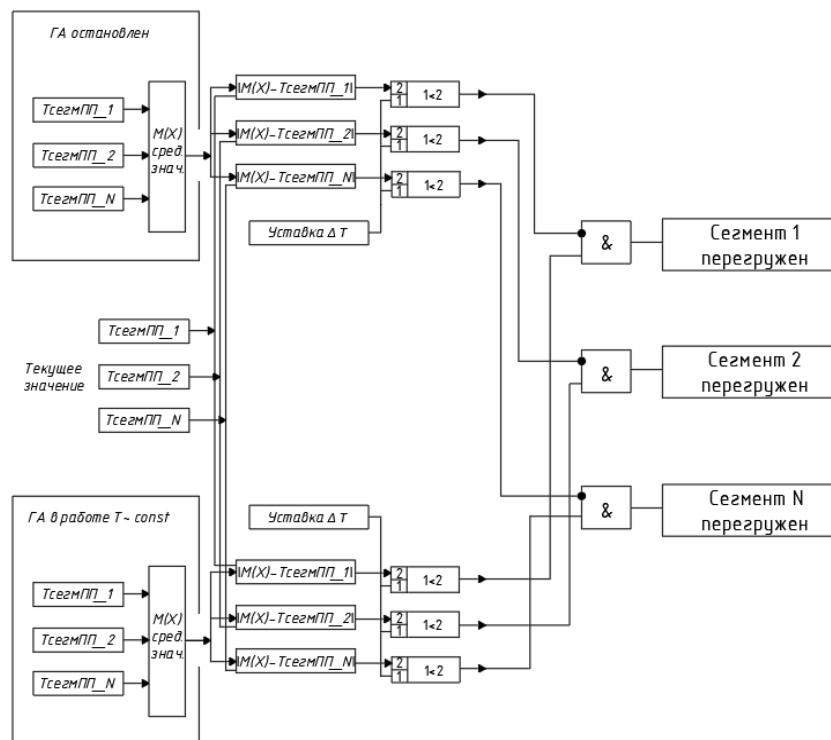


Рисунок 5. Алгоритм выявления нагруженного сегмента подпятника

3.2. Алгоритм выявления неровности зеркальной поверхности диска подпятника

Механические возмущающие силы возникают в результате неуравновешенности вращающихся масс гидроагрегата. К этому же приводят неперпендикулярность и волнистость зеркальной поверхности диска подпятника.

Частота вибрации в этом случае, как правило, совпадает с частотой вращения ротора или кратна ей.

Неперпендикулярность или волнистость зеркальной поверхности диска подпятника приводит к повышенной вертикальной вибрации опоры подпятника.

Согласно требованиям СТО РусГидро 02.01.059-2011 контроль вибрации стационарными средствами измерения должен осуществляется на:

- основание (корпус) подпятника (вертикальная вибрация);
- диске подпятника на жесткой опоре (биение зеркальной поверхности диска подпятника);
- упругой камере подпятника на гидравлической опоре.

Согласно [13] неровность зеркальной поверхности диска подпятника обнаруживается по высокому уровню колебаний сегментной частоты $f_{\text{сегм}}$ в спектре осевых вибраций агрегата.

Вибрации сегментной частоты ($f_{\text{сегм}} = Z_{\text{сегм}} \cdot f_{\text{об}}$, где $Z_{\text{сегм}}$ – число сегментов подпятника) на исправном агрегате должны передаваться только в осевом направлении. Они являются диагностическим признаком состояния

зеркала подпятника. При хорошем состоянии зеркала уровень этих колебаний не превышает $2A \leq 5$ мкм, а при неудовлетворительном состоянии достигает $2A = 20$ мкм и более.

Уставка допустимого значения вертикальной вибрации принята следующей: $2A=5$ мкм.

На основе этих данных разработан алгоритм, представленный на рисунке 6.

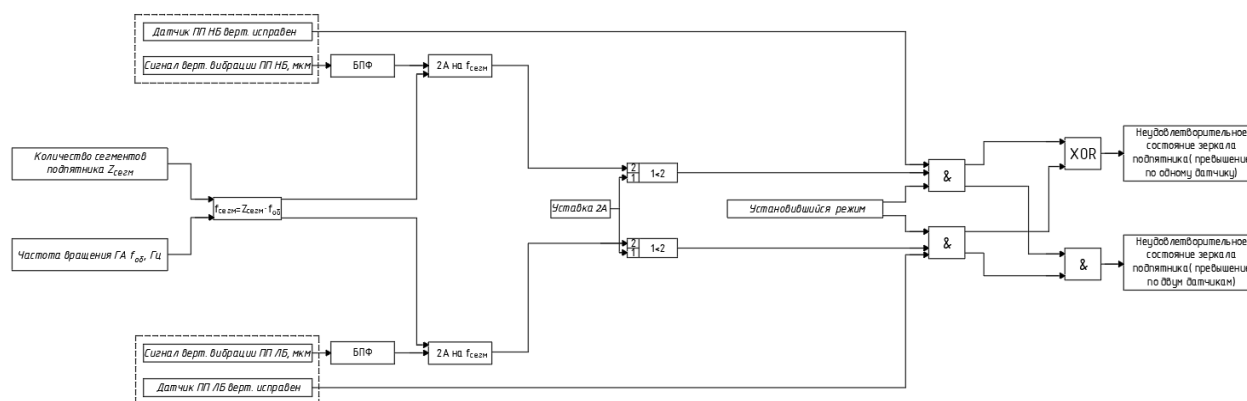


Рисунок 6. Алгоритм выявления неровности зеркальной поверхности диска подпятника

Список использованных источников

1. Стратегия развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/206/Strategiya-RusGidro.pdf>
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]: СО 153-34.20.501-2003: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 19.06.2003: введ. в действие с 30.06.2003 – СПб.: Издательство ДЕАН, 2007. – 336 с.
3. Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования [Текст]: СТО 02.01.62-2012. – Введ. 04.12.2012. – М.: ОАО «РусГидро», 2012. – 143 с.
4. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики [Текст]: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 25.10.2017 : введ. в действие 27.09.2018 – Москва, 2018, 166 с.
5. Дарьян, А.Д. Технически и экономически обоснованные системы диагностического мониторинга, оценки и прогнозирования технического состояния оборудования / А.Д. Дарьян // [Электронный ресурс]. – Сочи, 2017. – Режим доступа: minenergo.gov.ru/system/download/7426/71509
6. Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования [Текст]: СТО 02.02.106-2019. – Введ. 13.01.2020 – М.: ОАО «РусГидро», 2019. – 61 с.

7. Мониторинг технического состояния гидроагрегатов [Электронный ресурс] / Veski. – Загреб. – 2019. – Режим доступа: www.veski.hr/public/brochures/CoDiS%20Machine%20Condition%20Monitoring%20system%20%E2%80%93%20Hydro.pdf
8. Концепция цифровой трансформации ПАО «РусГидро». – Москва, 2019. – 71 с.
9. Википедия. Машинное обучение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Машинное_обучение
10. Иванов Н.А., Юсупов Т.М., Тягунов М.Г. Дополнительные возможности систем оперативного мониторинга технического состояния гидроагрегата / Иванов. Н.А. // Гидротехническое строительство, №7, 2015 – с. 47–50.
11. Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования [Текст]: СТО 17330282.27.140.001 – 2006. – Введ. 2006-08-01. – М.: ПАО «ЕЭС России», 2008. – 338 с.
12. Камнев, Иван Сергеевич. Разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата [Электронный ресурс]: магистерская диссертация: 13.04.02 / И. С. Камнев. — Саяногорск, Черемушки: СФУ; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – Режим доступа: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/74017>
13. Прокопенко Алексей Николаевич. Расчетно-экспериментальное обоснование зависимости вибрационных характеристик гидроагрегатов от конструктивных и режимных факторов: диссертация ... кандидата технических наук: 05.04.13 / Прокопенко Алексей Николаевич; [Место защиты: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет]. – Санкт-Петербург, 2014. – 221 с.

**А.А. Ермилов, А.А. Кременецкая,
А.А. Угдыжекова, Е.Е. Прокушева**
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД НА ГЭС

Electrical energy at hydroelectric power station is consumed on its own needs, like generators and transformers. The article discusses several ways to optimize them. In transformers there are several types of losses and several ways to reduce them that are considered.

Keywords: transformer, balance-of-plant needs, hydroelectric power station, optimization, electric power, generators, eddy currents, load losses, magnetic circuit, oil pumping units.

На гидроэлектростанции электрическая энергия расходуется на охлаждение: генераторов и трансформаторов. Также электрическая энергия нужна для управления всем оборудованием, зимой на обогрев не только здания ГЭС, но и гидротехнического оборудования, и не только [1].

На станциях, которые имеют малую или среднюю мощность, потребление собственных нужд (СН) составляет 0,5%, у более мощных – менее 0,2%.

Максимум нагрузки СН составляет примерно 1,2 от нагрузки, которая характеризует непосредственный расход энергии на них. Генераторы и электроэнергетическая система являются основными источниками электроэнергии для СН ГЭС.

Электроприемники электрических станций и подстанций имеют кардинальное различие в режимах и структуре. Например, сочетание комплексного оборудования СН по надежности обеспечивает безаварийную работу подстанции. Многообразие существующих электроприемников дает много возможностей для решения проблем энергосбережения, а также повышения энергетической эффективности.

Для каждого проекта подсчет нагрузок собственных нужд ГЭС уникален, так как эти нагрузки зависят от типа самой электростанции и от установленной мощности агрегатов.

Потребителей собственных нужд на ГЭС делят следующим образом:

- агрегатные;
- общестанционные.

Агрегатные нужды представляют из себя маслонасосные установки, охлаждение главных трансформаторов, также насосы, которые откачивают воду с крышки турбины и так далее.

К общестанционным нуждам относят, например, насосы, предназначенные для откачки воды, для технического водоснабжения, также насосы, служащие для пожаротушения.

Некоторые потребители являются ответственными. Ведь нарушение их электроснабжения может привести к выходу из строя или отключению гидроагрегата, из этого следует уменьшение выработки, разрушение ГТС. Делаем вывод, что данные потребители всегда должны быть обеспечены надежным питанием от двух независимых друг от друга источников.

На время остановки всех агрегатов допускается питание СН от одного источника с использованием второго резервного источника генератора, обеспечивающего при запуске автоматическую подачу напряжения в СН.

Приемники СН ГЭС можно классифицировать на агрегатные, обслуживающие ГА и расположенные вблизи них и общие станционного назначения, расположенные по всей территории гидроэлектростанции. Следует также сказать о том, что бывают случаи, когда распределительные устройства системы СН ГЭС, не относящиеся напрямую к станции, расположены рядом с ней, сюда можно отнести судоходные шлюзы, поселок для персонала и др.

Насосы системы регулирования, насосы для смазки ГТ, насосы систем технического водоснабжения станции (ТВС), насосы и вентиляционные устройства системы охлаждения гидрогенераторов и ТСН, вспомогательные устройства системы возбуждения гидрогенераторов и пожарные насосы являются наиболее преобладающими и ответственными электропотребителями, которым необходима бесперебойная подача энергии.

Примерное допустимое время перерыва в питании ответственных двигателей и вспомогательных машин, а также дополнительных устройств может составлять от нескольких долей секунды (вспомогательные устройства системы возбуждения гидрогенераторов, водяная смазка подшипников и подпятника) до нескольких минут (масляные насосы систем регулирования гидротурбины). Вследствие этого электроприемники собственные нужд гидроэлектростанции, кроме АСУ ТП, РЗА, телеметрии и связи, разрешают кратковременный перерыв в электроснабжении за время действия АВР.

Отличительной особенностью ГЭС является упрощенная по сравнению с другими станциями система СН. Однако в отличие от тепловой электрической станции (ТЭС), где установлены паротурбинные агрегаты, система собственных нужд ГЭС не нуждается в электроснабжении во время останова машины при кратковременном внезапном отключении, вследствие того, что МНУ может обеспечить профицитный энергетический запас для

закрытия направляющего аппарата и осуществления останова гидроагрегата. Электрические машины на гидроэлектростанции не требуют регулировки производительности. Для привода рабочих машин на ГЭС используются строго асинхронные двигатели. В противовес с ТЭС, где основная нагрузка системы собственных нужд сосредоточивается на электродвигателях большой мощности, на ГЭС применяются в большинстве случаев электродвигатели малой мощности, которые рационально присоединять к сети до 1000 В. Аналогично с ТЭС, главными источниками энергии для системы собственных нужд гидроэлектростанции являются гидрогенераторы, а также электрическая система. Необходимо также упомянуть о том, что на ГЭС имеют важное значение аккумуляторные батареи – их используют в качестве автономных источников электроэнергии для снабжения системы управления, релейной защиты, автоматики и связи.

На маломощных ГЭС нагрузки системы невелики и электроприемники размещены на ограниченной площади. В данных условиях рационально применение одноступенчатой сети СН напряжением 380/220 В. На таких станциях применяется совместное питание агрегатных и общестанционных СН.

На мощных ГЭС с достаточно большим числом агрегатов относительно большой мощности энергоснабжение агрегатных и общих станционных приемников от общей сети нерентабельно и нерационально. В данном случае получили широкое применение двухступенчатые схемы – с двумя ступенями напряжения, на 6/10 кВ – для мощных приемников и местной нагрузки. Трансформаторы, которые предназначаются в качестве источников энергии для двигателей системы СН ГЭС, обладают малой мощностью. Рационально применять трансформаторы безмаслянные, имеющие сухую изоляцию. Они имеют присоединение к токопроводам гидрогенераторов на участках между генераторами и генераторными выключателями. Для их резервирования имеются два трансформатора аналогичной мощности, имеющие присоединение к сборным шинам распределительного устройства на 6–10 кВ.

Для питания электроприемников общего станционного назначения и местной нагрузки имеются два трансформатора с напряжением на вторичной обмотке 6–10 кВ, которые присоединяются к блочным агрегатам на участках между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Если на объекте имеются укрупненные блоки, данные трансформаторы присоединяются к сборкам генераторов. Мощность каждого из трансформаторов выбирают достаточной для обеспечения всей присоединенной нагрузки. Сборные шины 6–10 кВ секционируют через выключатели или разъединители.

На большинстве станций для резервирования системы собственных нужд имеются линии, связывающие ГЭС с одной из подстанций, имеющих близкое расположение.

К примеру, трансформатор агрегатных СН на Саяно-Шушенской ГЭС подключен между генератором и его выключателем. Трансформатор подключается к системе шин РУ СН 6кВ. Для пуска и остановки гидрогенератора используют резервный трансформатор агрегатных собственных нужд, это сделано для бесперебойной работы трансформаторов электроснабжения СН. В это время агрегатные и общестанционные нагрузки собственных нужд питаются вместе от РУСН - 6кВ.

В свою очередь трансформаторы станционных собственных нужд подключены на участке между расщепленной обмоткой трансформатора и выключателем нагрузки. Это сделано для использования во время пуска и остановки генератора и чтобы питать полностью электроснабжение собственных нужд остановленной гидроэлектростанции. При этом необходимо устанавливать два или больше трансформатора собственных нужд. Для питания ОЦ подстанций может быть применен постоянный или переменный ток, при этом трансформатор собственных нужд присоединяют через предохранители к выводам низкого напряжения силовых трансформаторов. Что же касается выбора оптимальных режимов работы трансформаторов, для минимализации потерь активной мощности, что приводит к существенной экономии, рассмотрим это ниже. Оптимальным принципом для проектирования схемы электроснабжения является система двухтрансформаторных подстанций с двумя питающими линиями с применением секционирования на вторичном напряжении [11]. Есть возможность подключения трансформаторов отдельно или параллельно. Работа параллельно вследствие экономических причин является более оптимальной. Но большую часть времени ТСН работают отдельно на некоторую часть нагрузки. Для оптимизации работы и снижения потерь своевременно отключают и выводят в резерв трансформатор при снижении нагрузки и включают при увеличении, что также повышает коэффициент мощности.

Рассмотрим подробнее потери в трансформаторах. Потери в трансформаторе представлены уравнением [2, 3]:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \frac{I_{ср}^2}{I_n^2} + \Delta P_{кз} \frac{\sigma^2}{I_n^2}, \quad (1.1)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт; $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания; $I_{ср}$ – усредненная токовая загрузка трансформатора; I_n – номинальный ток трансформатора, усредненный за 1 час; σ – среднеквадратичное отклонение токовой нагрузки относительно периода усреднения (1 час).

Потери, связанные с холостым ходом, могут быть снижены за счет [5]:

- использования для сердечника материала с существенно сниженными потерями на перемагничивание и вихревые токи (аморфная сталь);
- улучшение технологии и конструкции сердечника;

– совершенствование качества стали.

Для подавления шума уменьшают использование стали с большей магнитострикцией. В поздних разработках используют сталь с содержанием 3% кремния, которая имеет наименьшую магнитострикцию и допустимые потери. Также для уменьшения потерь используют пониженную индукцию, что также помогает снизить уровень шума.

Для снижения потерь в сердечнике применяют такие меры, как [4]:

– использование ленточной стяжки стекловолоконными бандажами сердечника и ярмы;

– косой стык, ставший возможным с применением электронно-вычислительной машины;

– точное изготовление стальных листов;

– сборка, шихтовка сердечника, исключаящие грубые механические воздействия на стальные пластины.

Потери на вихревые токи протекают по замкнутому контуру, именно поэтому создают из отдельных стальных листов магнитопровод. Электродвижущая сила при этом тем меньше, чем меньшую толщину имеет лист, следовательно, и сами потери уменьшаются. Эти потери также вызывают его нагрев, вследствие чего увеличивают сопротивление введением присадок в сам металл. Также применение провода с непрерывной транспозицией и применение эпоксидного покрытия проводника приводит к снижению потерь и увеличению их механической прочности. Для большего охлаждения стараются использовать транспонированный провод без дополнительной изоляции в обмотках низкого напряжения.

Так как потери на вихревые токи в проводнике пропорциональны квадрату его сечения, снижение его сечения на 33% снижает потери более чем на 50%. Этим активно пользуются для уменьшения нагрузочных потерь в трансформаторе. В зарубежном трансформаторостроении использование меди вытеснило использование алюминия из-за малого сопротивления и большой прочности, что повышает его надежность.

В статье были рассмотрены собственные нужды ГЭС и способы их оптимизации, рассмотрены трансформаторы собственных нужд и какие потери на них существуют, работающие при этом параллельно или отдельно на общую нагрузку, обеспечивающие минимальные потери мощности.

Список использованных источников

1. Аббасова Э.М. Собственные нужды тепловых электростанций / под ред. Голоднова Ю.М. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

2. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.

3. Вольдек А.И., Попов В.В. Электрические машины. Машины переменного тока: Учебник для вузов. – СПб.: Питер, 2008. – 350 с.: ил.

4. Гужов Н.П., Корниенко В.К. Исследование и статистическое прогнозирование электрической нагрузки узла энергосистемы // Энигма. – 2019. – Т. 1. – №. 8-1. – С. 419–428.
5. Лыкин А.В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: учеб. пособие / Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 115 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. 1989. – 608 с: ил.
7. Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павловченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 258 с.
8. Усов С.В. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов. – Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1987. – 616 с.

В.Е. Кожемякин, А.А. Ачитаев
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ – ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС

The analysis of existing algorithms for determining the locations of damage (OMP), allowing to determine the location of damage in networks with isolated neutral is carried out. An algorithm is proposed for determining the location of a fault in the HPP auxiliary network using high-frequency components of current and voltage in normal and emergency modes. The optimal combination of algorithms with the localization of the fault location was selected to reduce the time needed to find and eliminate the short circuit.

Keywords: fault location, medium voltage networks, isolated neutral, single-phase ground faults, ground fault protection, mathematical modeling, fault location, multi-frequency principle, digital protection, wavelet transform, intermittent arc, auxiliary needs of hydroelectric power station.

Введение

Наиболее частым видом повреждений в сетях среднего напряжения (6–35 кВ) являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). Они составляют 75–90% от общего числа электрических повреждений [1 и др.]. ОЗЗ нередко приводят к крупным авариям, сопровождающимся значительным ущербом. При перемежающихся ОЗЗ наибольшие перенапряжения возникают на неповрежденных фазах, что может привести к усугублению аварийной ситуации вследствие пробоя неповрежденной фазы. По данным эксплуатации [2] порядка 80% ОЗЗ в сетях напряжением 6–10 кВ развиваются в многоместные повреждения либо междуфазные пробой изоляции.

Сеть собственных нужд ГЭС обеспечивает энергией ряд потребителей, разделенных по степени ответственности, следовательно, и надежности электроснабжения. Перерыв в электроснабжении ряда технологических потребителей энергии недопустим по техническим условиям работы гидроагрегата. Из этого следует необходимость организации защиты, позволяющей быстро отключить поврежденный фидер и определить место замыкания для устранения повреждения в кратчайшие строки.

Перспективным является подход по внедрению защит, позволяющих не просто определить поврежденное присоединение, но и локализовать участок линии, на котором располагается место замыкания без отключения линии от

источника питания и без подключения специального оборудования. Эффективность внедрения такой защиты будет тем выше, чем меньше будет длина участка, на котором располагается повреждение.

Сегодня разработка комплексного алгоритма по ОМП и определению дистанции до ОЗЗ могут считаться актуальными вследствие широкого внедрения микропроцессорных терминалов защит, которые позволяют модернизировать защиту путем установки модернизированного программного обеспечения.

Существующие алгоритмы определения места повреждения

Сегодня разработаны алгоритмы, позволяющие определять поврежденное присоединение. Существуют алгоритмы, использующие как параметры аварийного режима, так и параметры режимов до и после аварийного. Краткий анализ некоторых существующих методов приведен далее.

ОМП с использованием многосторонних измерений

Данный метод представляется перспективным в сетях с высоким уровнем цифровизации. Метод основывается на представлении сети в виде графа, который поитерационно эквивалентизируют до участка сети, на котором располагается повреждение. Метод предусматривает расчет доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов, сочетая измерения токов и напряжений основной гармонической составляющей трех режимов со всех концов линий и применение метода наложения для определения места повреждения.

В работе [3] была смоделирована линия с ответвлением и двумя узлами питания, описана математическая модель, составлена имитационная модель в среде Matlab/Simulink. Далее согласно заданному алгоритму производился расчет модели, по окончании которого выводился результат в виде участка с повреждением и расстояния до него.

Результат расчета показывает, что метод многостороннего ОМП обладает достаточно высокой точностью. При этом потребность в наличии измерительных органов, блока обработки сигналов и системы связи между концами кабельной линии для большого количества потребителей сети собственных нужд ГЭС делает данный метод слишком дорогостоящим и практически исключает его применение.

Универсальные адаптивная токовая и адмитансная защиты

Различные виды замыканий (кратковременные пробои, ОЗЗ через перемежающуюся дугу, устойчивые ОЗЗ) обуславливают необходимость возможности защиты к адаптации вида замыкания.

Основной сложностью при реализации именно селективной защиты от ОЗЗ является определение параметра, от которого будет отстроена защита. Сегодня в сетях среднего напряжения распространены токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), для обеспечения селективности которых необходимо выполнение двух противоречащих друг другу условий:

с одной стороны – минимальной чувствительности защиты, с другой – несрабатывание при внешних дуговых замыканиях. Противоречие обуславливается возникновением токов замыкания большой амплитуды, которые вызывают срабатывание ТЗНП даже при замыкании вне зоны действия защиты.

При невозможности применения ТЗНП применяют токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита позволяет корректно определять поврежденный фидер при устойчивых замыканиях. При замыкании через перемежающуюся дугу, когда нарушаются фазовые соотношения между напряжением и током нулевой последовательности, защита может отказать.

Из всего вышесказанного следует, что реализация селективной защиты в сетях с различными режимами работы нейтрали требует разработки излишне усложненных алгоритмов работы защиты, что повышает сложность проектирования и эксплуатации этих защит.

Сегодня разрабатываются более простые и универсальные защиты, использующие высшие гармонические составляющие и составляющие основной частоты параметров переходного процесса и установившегося режима. Это универсальная мультимастотная адаптивная токовая защита и универсальная мультимастотная направленная и ненаправленная защита на основе емкости нулевой последовательности [4].

Первая из названных защит разлагает мгновенные ток и напряжение переходного режима на ВЧ составляющую и составляющую промышленной частоты. Далее, используя метод наложения, получает величину, которая сравнивается с аналогичной в установившемся режиме и при превышении мгновенной составляющей как тока, так и напряжения нулевой последовательности через выдержку времени действует на сигнал либо на отключение.

Таким образом, используя параметры работы в установившемся режиме в качестве уставки защиты, получаем адаптивность защиты к изменяющимся условиям функционирования сети. Условие применимости показывает, что защиту можно использовать в 90–100 % кабельных сетей.

Универсальная адмитансная защита схожа по алгоритму работы с предыдущей с той разницей, что вместо сравнения тока в переходном и установившемся режимах, происходит сравнение собственных емкостных проводимостей защищаемых контуров.

Оба метода реализации защиты позволяют реализовать селективные защиты, выбор уставок для которых не зависит от режима заземления нейтрали, что упрощает проектирование защит и их эксплуатацию. Несмотря на имеющиеся достоинства данного алгоритма ОМП, такие защиты не позволяют модернизировать их для получения алгоритма с последующим вычислением расстояния до места замыкания.

Применение методов наложения при реализации алгоритмов определения мест повреждений

Учитывая разветвленную конфигурацию сетей собственных нужд, возникает необходимость в создании универсальных алгоритмов, действие которых ограничивается применением односторонних замеров. Одним из алгоритмов, позволяющих с достаточно высокой степенью точности определять не только поврежденное присоединение, но и расстояние до точки повреждения, является алгоритм, предложенный в [5].

В исследовании проведено имитационное моделирование трехфазной системы с изолированной нейтралью. Исследование показало, что использование параметров чисто аварийного режима, без учета нормального, позволяет существенно (до трех раз) сократить ошибку при определении места повреждения. Так, заявлено сокращение максимального значения относительной погрешности до 16%.

Несмотря на сравнительно высокую точность, защита имеет ограничение на структуру и разветвленность защищаемой сети, что не позволяет назвать ее универсальной, но определяет возможное направление для разработки защит от ОЗЗ с определением расстояния до места повреждения.

Алгоритм определения места ОЗЗ на основе вейвлет-преобразования

Вейвлет-преобразование позволяет разложить сигнал в спектр преобладающих в нем частот. При этом оно качественно отличается от преобразования Фурье отсутствием так называемого «эффекта растекания спектра».

В работе [6] с помощью непрерывного вейвлет-преобразования определяются частотные характеристики переходного процесса. Это позволяет получить частотные составляющие переходного процесса, имеющие наиболее значимые энергетически составляющие спектра. По этим составляющим определяется наличие повреждения.

Для определения поврежденного фидера с помощью пакетного вейвлет-преобразования для каждого фидера рассчитываются энергии спектра, полученного на первом этапе. По величине энергии и определяется поврежденный фидер. Далее полученное значение энергии сравнивается с таковым в установившемся режиме, после чего делается вывод о наличии либо отсутствии повреждения.

Стоит отметить, что в работе [6] расчет производился для сети с комбинированным, активно-индуктивным заземлением нейтрали, что практически исключает такой характерный для сетей с изолированной нейтралью вид замыканий, как дуговое замыкание через перемежающуюся дугу. В связи с этим не представляется возможным утверждать наверняка, что защиты будут корректно работать в сетях собственных нужд ГЭС, функционирующих с изолированной нейтралью.

Предложения по разработке алгоритмов защиты с ОМП и локализацией места повреждения

В работе [2] производилось моделирование перенапряжений, возникающих при горении перемежающейся дуги. В качестве расчетной была принята схема электрических соединений Кумской ГЭС - 9. Моделирование дуговых перенапряжений выполнялось согласно гипотезе Белякова. Были рассчитаны режимы для различных моментов гашения дуги.

В результате моделирования получены величины перенапряжений, возникающих в сети, и в самом неблагоприятном режиме – самоликвидация дуги замыкания на секции собственных нужд, составляющие до $3,3 \cdot U_N$. Работа показывает опасность длительного существования замыкания. Также автор указывает на значительный вклад в формирование перенапряжений высокочастотных колебаний напряжения при дуговых замыканиях.

Из данного исследования следует, что при ОЗЗ аварийные параметры включают высокочастотные (ВЧ) составляющие. Использование параметров аварийного режима для ОМП при ОЗЗ предлагается многими авторами [3, 4, 5, 6, 7 и др.].

Для оценки возможности использования ВЧ составляющих нормального и аварийного режимов для определения дистанции до места повреждения проведен анализ существующих методов и алгоритмов по определению места ОЗЗ. В статье [7] показано, что алгоритм Лямеца позволяет получить наибольшую точность из рассматриваемых. Для случая ОЗЗ алгоритм записывается следующим образом:

$$\operatorname{Im}\left(\bar{I}_{s0}^* \cdot e^{j\beta_0} \cdot \left[\bar{U}_{s1} + \bar{U}_{s2} + \bar{U}_{s0} - l \cdot \bar{Z}_L \cdot (\bar{I}_{s1} + \bar{I}_{s2}) - l \cdot \bar{Z}_{L0} \cdot \bar{I}_{s0}\right]\right), \quad (1)$$

где $\bar{Z}_{L0}$ – удельное сопротивление нулевой последовательности.

Для использования выражения (1) в качестве расчетного необходимо измерить ток I_s и, задаваясь расстояниями l , рассчитать значение напряжений. После расчета напряжений вычислить реактивную мощность. Точка ОЗЗ определится при таком l , где реактивная мощность обратится в ноль. Данный вывод справедлив, так как при моделировании замыканий утверждается, что переходное сопротивление в точке замыкания имеет чисто активный характер. В таком случае, очевидно, справедливо выражение:

$$Q_F = \operatorname{Im}\left[\bar{U}_F \cdot \bar{I}^* \cdot F\right] = 0, \quad (2)$$

ОЗЗ могут иметь устойчивый характер, осуществляться через переходное сопротивление и через дугу. Выражение (2) верно для всех возможных видов ОЗЗ, что делает представленный алгоритм универсальным.

Совмещение данного расчетного соотношения с предварительным ОМП по ВЧ составляющим параметров аварийного режима позволит рассчитывать реактивную мощность только поврежденной фазы, что значительно снизит время на определение дистанции до места повреждения.

Помимо прочего, алгоритм Лямеца позволяет учесть комплексность токораспределения, нагрузку, неоднородность линии, емкостную проводимость и взаимоиндукцию параллельных КЛ, что способствует повышению точности расчета, так как кабельные линии в структуре сети собственных нужд ГЭС прокладываются в кабельных лотках по кабельным галереям, что обуславливает наличие их взаимовлияния.

Для определения влияния ВЧ составляющих на мгновенные значения токов и напряжений произведено моделирование ОЗЗ. Из мгновенных значений сигналов тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$ были выделены ВЧ составляющие частотой свыше 50 Гц и не превышающие 8 кГц. Осциллограммы тока и напряжения, полученные с помощью ПО «PowerGraph», представлены на рис. 1.



Рис. 1. Высокочастотные составляющие мгновенных значений тока и напряжения нулевой последовательности

Из представленных осциллограмм видно, что ВЧ составляющая, характерная для аварийного режима, вносит значительный вклад в формирование волны тока и напряжения нулевой последовательности. Таким образом, сравнивая значение тока $3I_0$ нормального и аварийного режимов, можно повысить чувствительность и селективность защиты от ОЗЗ.

Предлагаемый алгоритм ОМП с использованием ВЧ составляющих тока и напряжения аварийного режима, следующий: при достижении уровнем высокочастотной составляющей (ВЧС) тока $3I_0$ заданного значения уставки фиксируется время t_1 , амплитуда ВЧС $3U_{01}$ и НЧ $3U_{01}$. Спустя 2 мс фиксируется первый максимум амплитуды НЧ $3U_{0\max}$. После перехода НЧ $3U_0$

через ноль вновь фиксируется время t_2 и амплитуда ВЧС $3U_{02}$. После чего вычисляются следующие разности:

$$\begin{cases} \Delta ВЧС3U_0 = ВЧС3U_{02} - ВЧС3U_{01} \\ \Delta НЧ3U_0 = НЧ3U_{0\text{МАХ}} - НЧ3U_{01} \end{cases} \quad (3)$$

Если $\Delta ВЧС3U_0 > \Delta ВЧС3U_{0, \text{уст}}$, $\Delta НЧ3U_0 > \Delta НЧ3U_{0, \text{уст}}$ и противоположно $3I_0$, а направления ВЧС $3I_0$, ВЧС $3U_{01}$ в момент времени t_1 противоположны, регистрируется пробой фазной изоляции. Также от момента времени t_1 начинает отсчитываться 1,5 с. Если регистрируется снижение НЧ $3U_0$ до истечения 1,5 с, выдается сигнал «Клевов на контролируемом присоединении». Если счетчик пробоев имеет значение больше нуля и НЧ $3U_0$ не уменьшается ниже значения уставки, выдается сигнал «ОЗЗ на контролируемом присоединении».

Определение дистанции до места замыкания предлагается производить после определения поврежденного присоединения и фазы, на которой произошло замыкание. Это позволит снизить время расчета с использованием алгоритма Лямеца.

Заключение

В представленной работе произведен анализ существующих методов определения места повреждения в сетях среднего напряжения. Проанализировано применение представленных алгоритмов для защиты сетей собственных нужд гидроэлектростанций. Предложен алгоритм ОМП с применением ВЧС параметров нормального и аварийного режимов. Подобрана методика расчета дистанции до места замыкания. Показано более оптимальное использование вычислительных мощностей микропроцессорных терминалов защит при применении предложенных алгоритмов ОМП и расстояния до места повреждения.

Список использованных источников

1. Лихачев, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971. – 157 с.
2. Невретдинов, Ю.М. Исследования перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю в сети собственных нужд ГЭС / Ю.М. Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – №5. – С. 142–149.
3. Шарыгин, М.В. Определение места повреждения ЛЭП с использованием многосторонних измерений / М.В. Шарыгин, В.Ю. Вуколов, М.Д. Обалин, А.А. Петров // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 134–142.
4. Шуин, В. А. Комплекс технических решений для защиты и селективной сигнализации однофазных замыканий на землю в распределительных кабельных сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Добрягина,

Е.С. Шагурина, Т.Ю. Шадрикова // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 252–261.

5. Куликов, А.Л. Исследование возможности применения метода наложения для реализации алгоритмов определения мест повреждений в сетях с изолированной нейтралью / А.Л. Куликов, В.Ю. Осокин, Д.И. Бездушный, А.А. Лоскутов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 153–159.

6. Осипов, Д. С. Анализ режима однофазного замыкания на землю в сетях с комбинированным заземлением нейтрали с помощью вейвлет-преобразования / Д. С. Осипов, Н. Н. Долгих, Д. С. Сатпаев, Е. Г. Андреева // Омский научный вестник. – 2018. – №5. – С. 76–81.

7. Мирошник, В.Ю. Методы и алгоритмы для определения места однофазного замыкания на землю в сетях 6–35 кВ с использованием параметров аварийного режима / В.Ю. Мирошник, Д.В. Батулько, А.А. Ляшков // Омский научный вестник. – 2017. – №1. – С. 62–66.

^{1,4} В.В. Сарагашев, ^{1,5} А.Ю. Косарев,

¹ А.Б. Морозов, ^{1,2,3} А.В. Широков

1 – Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

2 – Новосибирский государственный
технический университет
г. Новосибирск

3 – Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»
г. Саяногорск, рп. Черемушки

4 – Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»
г. Новосибирск

5 – Филиал ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»
г. Зея

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Modernization of the technical water supply system using the integrated fish protection device electrical impact.

Keywords: modernization of the technical water supply system, integrated fish protection device, electrical impact, hydroelectric power plant, water flow control, effective work, exploitation, cooling, modernization, optimization, water intake.

В настоящее время не каждая гидроэлектростанция может обеспечить эффективную работу систем технического водоснабжения, большинство станций проектировались, строились и вводились в эксплуатацию в прошлом веке. А ведь со временем менялись условия эксплуатации, модернизировалось основное оборудование, повышалась мощность станции, изменялась схема выдачи, в некоторых случаях и гидрологический режим, а также менялись требования по эксплуатации в нормативно-технических документах. А системы ТВС не претерпевали модернизаций. Согласно запросу по ГЭС ГК РусГидро, самые частые замечания по работе систем ТВС следующие:

- необходимость ручной регулировки расхода ТВС на агрегатах при пуске и останове;
- частое засорение фильтров ТВС мусором, мальком рыбы и ракушкой;

Для водозабора в теле подводной части здания ГЭС со стороны верхнего бьефа имеются 3 отверстия Ду 600 мм, перекрываемых **оголовком водозабора**, предотвращающим попадание крупного мусора и древесины в систему ТВС. В эти же пазы опускаются и затворы при закрывании водозабора. От каждого техводозабора по трубопроводам Ду 600 мм вода подается в общий приемный коллектор Ду 600 мм. Приемный коллектор разделен на четыре секции, между секциями установлены дисковые затворы. От приемного коллектора техническая вода поступает в напорный коллектор и далее от него в левую и правую нитку ТВС через фильтры ТВС. Для насосной схемы установлены 3 насоса ТВС. Нитки ТВС Ду 400 проходят через весь машинный зал и через запорную арматуру вода поступает к потребителям.

В подвале насосной ТВС предусмотрен сливной трубопровод для слива воды, на котором установлен дренажный фильтр.

На рисунке 2 представлены чертеж и фотография существующих оголовков ТВС, конструкция сварная из перфорированных листов металла, количество 3 штуки. [1]

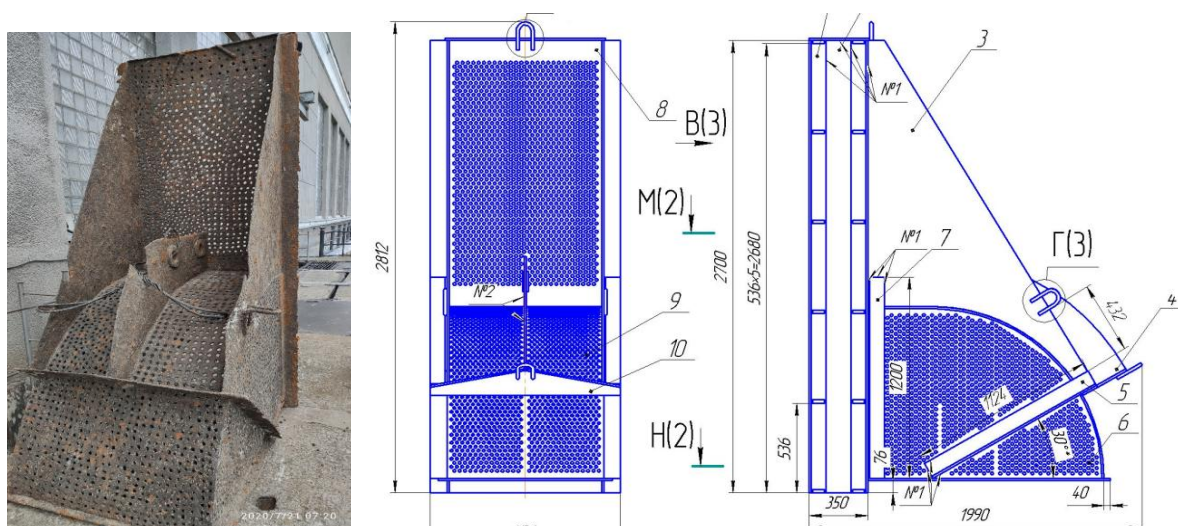


Рисунок 2. Оголовок водозабора ТВС

Функцию предотвращения попадания крупного и мелкого мусора и древесины, а также рыбы в систему ТВС оголовки выполняют частично. Попадание мусора, мальков рыбы не предотвращается, и в теплый период года наблюдается интенсивное засорение фильтров ТВС с тонкостью очистки 3 мм. В фильтрах ТВС реализована автоматическая промывка при засорении, но практика показывает неэффективность данной очистки. Появляется необходимость механической очистки фильтров с выводом последних из работы, что приводит к уменьшению подаваемого расхода на потребителей ТВС. Сложившиеся условия при температуре воды в водохранилище от +25 °С и выше влечет значительный риск повышения

температуры оборудования и последующий вынужденный или аварийный останов.

Пункт 1 статьи 42 Водного кодекса Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ гласит:

«При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации гидротехнических сооружений должны предусматриваться и своевременно осуществляться мероприятия по охране водных объектов, а также водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира» [2].

В результате анализа схемы насосной ТВС можно заключить, что имеющиеся оголовки ТВС не обеспечивают исполнения требования пункта 1 статьи 42 Водного кодекса Российской Федерации и в сложившихся описанных выше условиях повышают риск останова генерирующего оборудования. Находящиеся в эксплуатации с 1957 года **оголовки ТВС требуют модернизации.**

Рассмотрены несколько вариантов:

- 1) воздушно-пузырьковая завеса;
- 2) сетчатые рыбозащитные устройства;
- 3) рыбазошитные устройства комплексного действия (КРУЭВ).

Вариант 1. Принцип действия основан на образовании восходящей водопузырьковой завесы, в районе водозабора. Данные устройства используют поведенческую реакцию рыб на звуковой шум и визуальный эффект воздушной завесы. Выявленные минусы — насыщение воды кислородом, что способствует дополнительному привлечению рыб к месту водозабора. Реакция отхода рыб наблюдается только в первое время работы завесы, далее рыбы адаптируются и не обращают внимание на экран. Данный вариант не решает проблему защиты рыб и не предотвращает попадание мусора в систему ТВС, хотя применяется на практике.

Вариант 2. Сетчатое ограждение является эффективным. Слабая сторона варианта — это обеспечение обслуживания водозабора, что повлечет значительные эксплуатационные затраты.

Вариант 3. Комплексное использование физических и поведенческих принципов защит является эффективным, затратным на стадии внедрения и характерно низкими затратами эксплуатационными.

Из рассмотренных вариантов в разработку возьмем вариант 3.

На рисунке 3 представлен скомпонованный под нужды рассматриваемой станции блок КРУЭВ. [3]

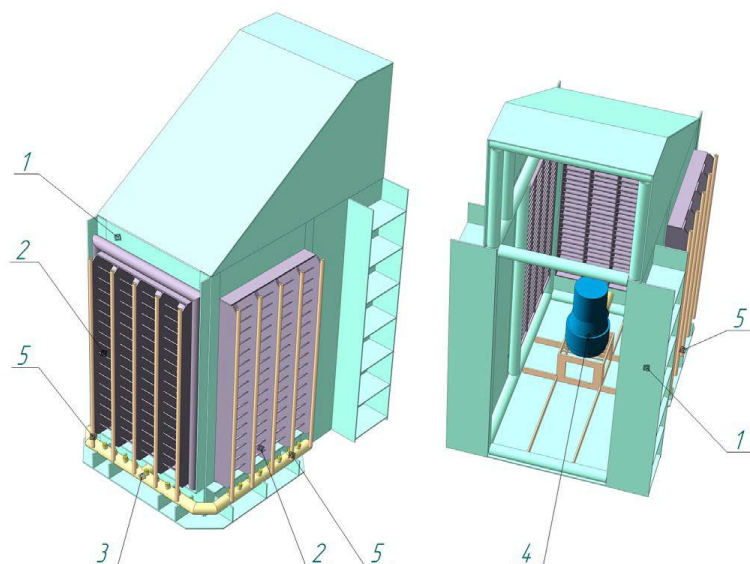


Рисунок 3. Блок КРУЭВ:

1 – корпус; 2 – кассеты; 3 – потокообразователь; 4 – насос; 5 – электроды

Рассмотрим подробнее состав, исполнение и принцип действия скомпонованного блока.

Состав комплекса:

- три блока КРУЭВ;
- централизованная программируемая электронная рыбозащитная система (ЦПЭРС);
- погружные насосы и их шкаф управления.

Блоки планируется установить в существующие пазы оголовков водозаборов ТВС.

Состав блока КРУЭВ указан на рисунке 3. Исполнение блока — нержавеющая сталь. На корпус устанавливаются кассеты с трех сторон блока в направляющие пазы каркаса и обеспечивают потокоформирование под углом. Потокообразователь также размещен на корпусе блока и представляет собой трубопровод со струеобразующими насадками, расположенными под углом к плоскости кассет. Насос устанавливаем в корпусе блока на специальное посадочное место. Шкаф управления погружными насосами, а также шкаф с ЦПЭРС целесообразно разместить в помещении насосной ТВС.

На кассетах КРУЭВ установлены электроды. Когда сами кассеты создают эффект физической преграды, а потокообразователи образуют гидравлическую струевую завесу, электроды обеспечивают электрическое поле, отпугивающее рыб. Импульсное напряжение подается от ЦПЭРС к каждому электроду (всего 15 на блок). Создаваемое бегущее сильное с большей напряженностью катодное поле направляет рыб от водозабора.

Срок реализации займет один год. Необходимые капиталовложения представлены в таблице 1, в ценах 2020 года.

Таблица 1. Этапы работ и их стоимость

Выполняемые работы	Стоимость работ, тыс. рублей
Демонтаж оголовков водозаборов ТВС, монтаж КРУЭВ, стоимость КРУЭВ	13 893,9
Монтаж ЦПЭРС, шкафов управления, кабелей	6 624,8
Монтаж кабелей управления	114,0
Пусконаладочные работы	382,1
Проведение экологического контроля (мониторинга)	4 781,8
Авторский надзор	51,6
Непредвиденные затраты	632,0
Суммарные вложения	26 480,2

Далее произведем анализ эффективности функционирования схемы ТВС гидроагрегата.

На рисунке 3 представлена схема ТВС ГА7.

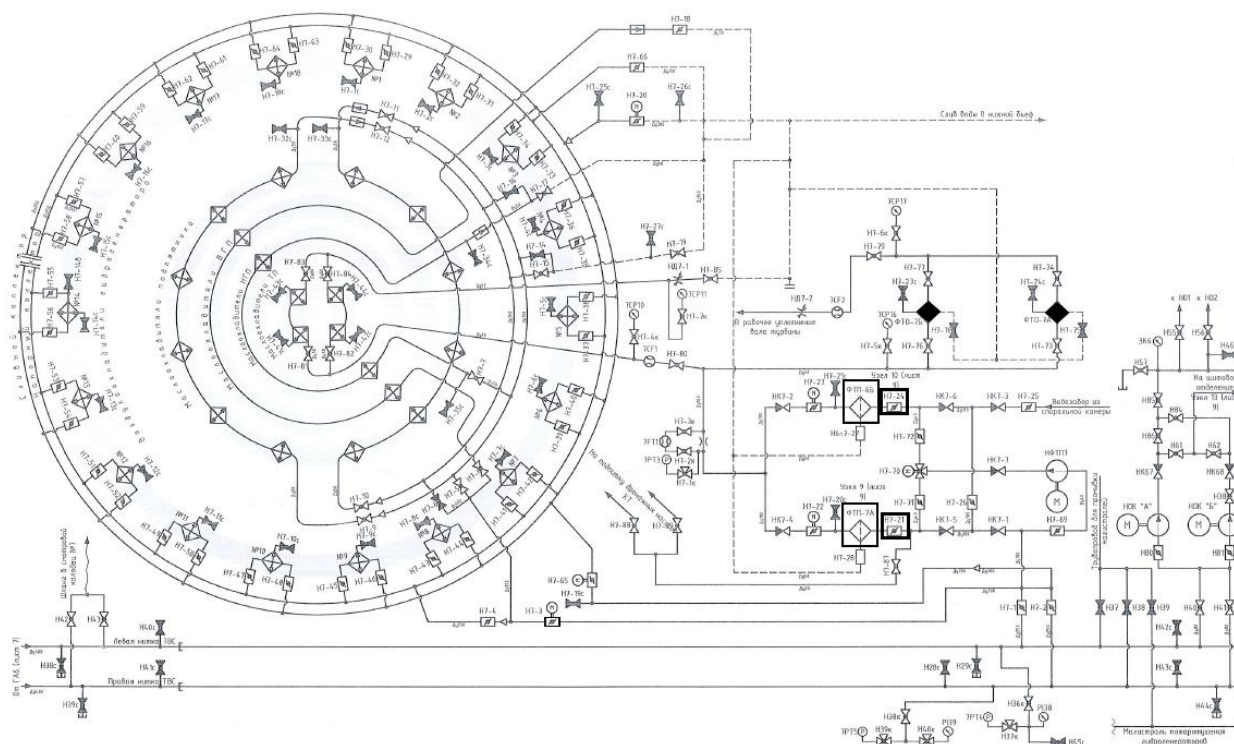


Рисунок 3. Схема ТВС ГА7

Вода на охлаждение узлов ГА подается с обеих ниток ТВС через дисковые затворы. Дополнительно реализован водозабор воды из спиральной камеры на охлаждение ТП и смазки уплотнения вала. При нахождении ГА в резерве моторная задвижка Н7-3 закрыта, перекрывая

расход воды на охлаждение подпятника, ВГП, НГП и воздухоохладителей генератора (ВОГ), при пуске ГА она участвует в алгоритме и открывается при соответствующих температурных условиях. Расход же на ТП и смазку уплотнения вала открыт со стороны системы ТВС, а также со стороны спиральной камеры.

Описанный режим охлаждения ТП в холодное время года приводит к чрезмерному охлаждению масла в ТП. Согласно руководству по эксплуатации гидротурбины ПЛ30-В-800, установленной на Энской ГЭС, запрещен пуск при температуре масла ТП менее 5°C. Соблюдая данное ограничение, ГА может находиться в резерве от одних до двух суток, не больше, иначе масло в ТП остынет до температуры, запрещающей пуск.

Эта проблема также требует решения, для исключения угрозы переохлаждения и для минимизации трудозатрат персонала, отвлекающегося на контроль температур находящегося в резерве ГА, и дальнейших их перепусков.

Возможные решения:

- закрытие моторных задвижек Н7-23 (перекрытие воды со спиральной камеры) и Н7-22 (перекрытие воды из системы ТВС) после останова ГА. Но тогда перекрывается расход воды на уплотнение вала турбины, что влияет на готовность к пуску агрегата;

- установка моторной задвижки перед маслоохладителями ТП, включение операции закрытия в алгоритм останова агрегата, и операции открытия в момент пуска.

Предпочтительнее реализация первого варианта, так как для него необходимо изменение алгоритма готовности, а для второго — покупка оборудования и монтаж во время ремонта, что повлечет значительные затраты.

Кроме этого, существует проблема завоздушивания ВОГ после пуска. В настоящее время эта проблема решается кратковременным увеличением расхода воды через ВОГ, операция выполняется при каждом пуске дежурным оперативным персоналом машинного зала. Для этого персонал оперирует общесливной задвижкой Н7-20 вручную по месту или со шкафа управления, установленного рядом с задвижкой. Положение задвижки определяется температурой воды в системе ТВС и корректируется по необходимости. Диапазон открытия по году 5–35%, для исключения завоздушивания необходимо кратковременно (на 2-3 минуты) увеличить открытие на 15%.

Для оптимизации времени осмотра ГА после пуска и автоматизации описанного процесса предлагаются следующие решения:

- включение в алгоритм пуска ГА принудительное открытие общесливной задвижки Н7-20 на 15% от действительного положения (величина открытия замеряется по времени работы моторной задвижки, для 15% открытия – 10 секунд), после открытия расхода воды на охлаждение

ВОГ и опорных узлов (открытие Н7-3) с выдержкой времени 1 минута, достаточной для заполнения системы водой и исключения создания вакуума в трубопроводах и охладителях системы ТВС, закрытие задвижки осуществить по истечению уставки по времени 3 минуты;

– установить на каждый ВОГ в верхней точке автоматический воздухоотводчик, элемент системы поплавкового типа, сбрасывающий воздух без участия человека.

Реализация любого из вариантов возможна только в период ремонта. Принимая во внимание стоимость одного воздухоотводчика и простоту монтажа, реализация варианта 2 предпочтительней [4].

Также в схеме выявлено нерациональное оборудование – фильтры ТП, необходимые при эксплуатации ТП на водной смазке. На Энской ГЭС ТП сегментного типа, самосмазывающийся (на жидкой масляной смазке). Фильтры ТП требуют дополнительных трудозатрат, так как их обслуживание производится от 1 до 2 раз в год. Для сокращения затрат на обслуживание фильтров ТП необходимо демонтировать оборудование.

Список использованных источников

1. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 08.12.2020) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021): Статья 42. Основные требования к использованию водных объектов. – (Профессиональные системы «Консультант плюс»).
2. [Электронный ресурс], Электрон. Дан. – Новосибирск. [2021]. URL: сайт «Дар/Водгео» // <https://darvodgeo.ru/> (дата обращения 13.03.2021).
3. [Электронный ресурс], Электрон. Дан. – Новосибирск. [2021]. URL: сайт «Леруа Мерлен» // https://leroymerlin.ru/product/vozduhootvodchik-avtomaticheskij-heizen-1-2-81931315/?partners=admitad&clickid=65b3751b08be5452d3da81efbcaedd8d&utm_source=admitad&utm_medium=cpa&utm_campaign=112543&utm_content=82430&admitad_uid=65b3751b08be5452d3da81efbcaedd8d&tagtag_uid=65b3751b08be5452d3da81efbcaedd8d&sub=82430 (дата обращения 13.03.2021).

**А.Р. Мокаев, А.В. Лейман,
А.Н. Лонская, А.Е. Петрик**
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

ПЕРСПЕКТИВА СОЗДАНИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯМИ БЬЕФОВ

Physical wear of hydropower facilities and equipment tightens the requirements for their means of monitoring the condition and operating modes. The existing methods and means of monitoring the levels of upstream and downstream hydroelectric power plants do not meet the new requirements, which makes it impossible to use them in highly reliable automated control and control systems, which would allow optimizing the operating modes of hydroelectric power plants. In this article, we have studied and reviewed modern sensors for measuring pressure (level) at hydroelectric power plants, for further software development.

Keywords: pressure sensors, hydroelectric power station, monitoring, software, review, control, pressure.

Физический износ гидроэнергетических сооружений и оборудования ужесточает требования к их средствам контроля состояния и режимов эксплуатации. Существующие методы и средства контроля уровней верхнего и нижнего бьефов на ГЭС не удовлетворяют новым требованиям, вследствие чего невозможно их применение в высоконадежных автоматизированных системах контроля и управления, что позволило бы оптимизировать режимы эксплуатации гидроэлектростанций.

В данной статье рассмотрена реализация комплекса автоматизированной системы мониторинга уровней бьефов на основе высокоточного датчика разности давлений/уровня.

Назначение АС мониторинга уровней бьефов

При помощи автоматизированной системы мониторинга уровней бьефов возможно выполнение следующих функций: высокоточное определение уровней верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций, напоров брутто и нетто гидротурбины, определение гидравлических потерь на сороудерживающей решетке, выдача измеренных величин автоматически и по требованию в цифровой форме на дисплей и синхронизация с центральным пультом управления гидроэлектростанции.

Для реализации данной системы было рассмотрено несколько датчиков давления, сравнение которых представлено в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики рассмотренных датчиков давления

Характеристики	Модель S-20	BSPO0YK от компании BALLUFF	DMD 331-A-S-LX/HX
Диапазон измерения	до 1600 бар	0...600 бар	до 320 бар
Погрешность	$\pm 0,25$ %	$\pm 0,5$ %	$\pm 0,075$ %
Передача данных	Кабельный вывод IP 68, FEP	IO-Link 1.1	HARD протокол
Питание	12 ... 36 В	18...30 В	12...45 В
Аналоговый выход	4 ... 20 мА, 0 ... 10 В,	4...20 мА 0...10 В	4 – 20 мА
Температура среды	$-40 \dots +125$ °	$-40 \dots +125$ °C	$-40 \dots +100$ °C
Степень защиты	IP65	IP67	IP 68
Частота переключения	165 Гц	170 Гц	180 Гц
Циклы переключения, мин	100 млн	100 млн	100 млн

Первый вариант: датчик давления модели S-20 производства немецкой компании WIKА, которая входит в список мировых лидеров по изготовлению контрольно-измерительных приборов. Давление измеряется на чувствительном элементе за счет деформации мембраны, которая преобразуется в электрический сигнал при подаче питания. Выходной сигнал преобразователя давления пропорционален измеряемому давлению, он усиливается и стандартизируется.

Второй вариант: датчик давления с дисплеем BSP00YK от компании BALLUFF. BALLUFF — ведущая мировая торговая марка в области сенсоров и компонентов автоматике для различных сфер применения. Данный датчик преобразует изменение керамической мембраны в изменение электрического сигнала, который в дальнейшем усиливается. Данный способ измерения давления компенсирует негативное влияние температуры на получаемые данные.

Третий вариант: интеллектуальный высокоточный датчик разности давлений с HART-протоколом DMD 331-A-S-LX/HX. Данный датчик соответствует строгим требованиям современной энергетики. Использование емкостного чувствительного элемента определяет устойчивость к

перегрузкам и стабильность в течение длительного периода времени. Применение в чувствительных элементах мембран из специализированных сплавов позволяет использовать датчик для измерения давления высокоагрессивных сред.

После сравнения данных датчиков принято решение реализовать данную автоматизированную систему на основе датчика DMD 331-A-S-LX/HX фирмы BALLUFF. Ведь он превосходит рассмотренные датчики по многим параметрам, а также имеет прочную виброустойчивую конструкцию во взрывозащитном исполнении (искробезопасная электрическая цепь и взрывонепроницаемая оболочка), поворотный корпус и дисплей, возможность настройки на любой верхний предел измерений данной модели. Датчик DMD 331 не имеет аналогов в России по охвату низких пределов измерений.

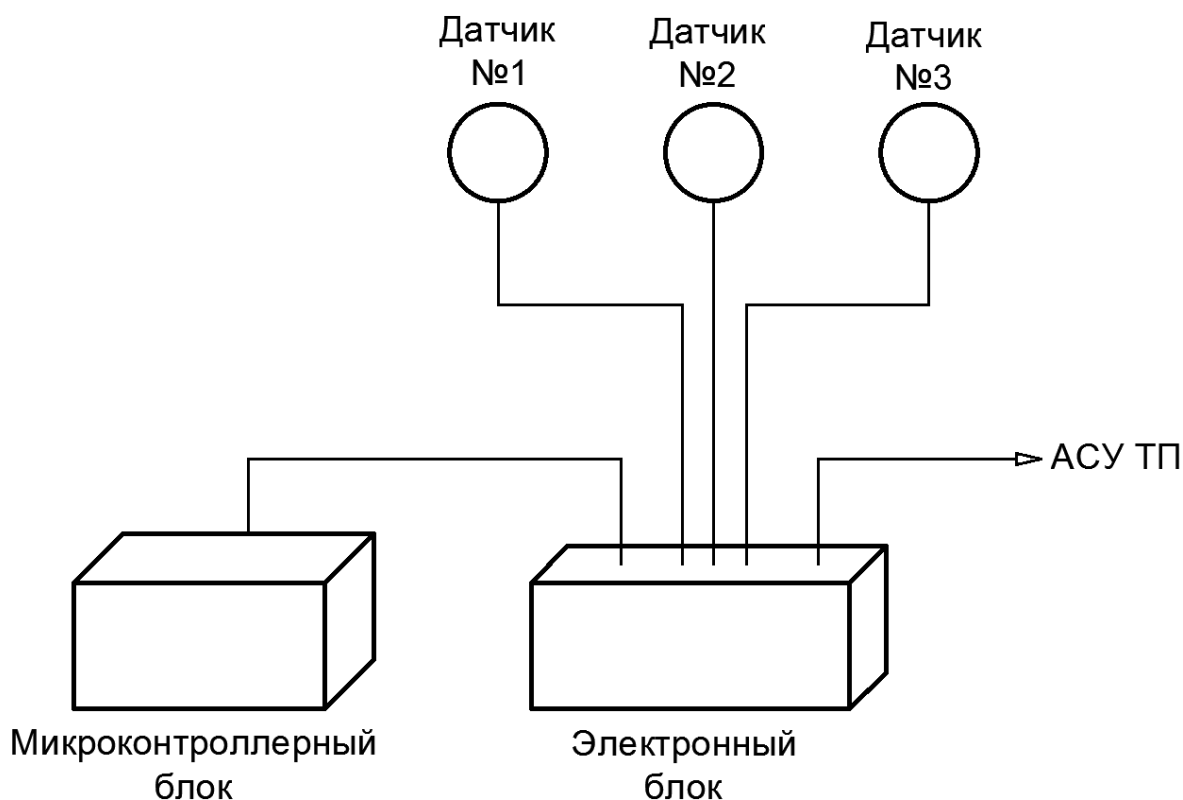


Рисунок 1. Структура системы контроля уровней бьефов гидроузла

Состав системы:

Одним из главных элементов системы является микроконтроллер с внутренним таймером, энергонезависимой памятью и жидкокристаллическим дисплеем.

Электронный блок осуществляет связь с сетью измерительных датчиков уровня и датчиков перепада давления. Электронный блок соединен с датчиками перепада давления типа DMD 331-A-S-LX/HX для измерения напора нетто. По разности давления на входе и выходе в микроконтроллере вычисляется напор.

Работа системы

Электронный блок образует узел формирования первичных данных от датчиков уровня и давления, в микроконтроллере же происходит формирование сигналов управления электронным блоком и окончательная обработка первичных данных.

Микроконтроллер организует опрос всех датчиков, причем каждый датчик опрашивается подряд несколько раз для исключения быстро меняющихся составляющих погрешности измерения.

Алгоритм работы построен таким образом, что при отказе одного из датчиков уровня происходит привязка к соседнему аналогичному датчику уровня. Вычисление напора нетто каждого гидроагрегата производится через измерение уровней на входе и выходе в проточную часть гидроагрегата. На экран дисплея микроконтроллерного блока выводится информация о напорах каждой гидротурбины.

Все общение оператора с системой осуществляется через микроконтроллер с помощью дисплея и двух кнопок на лицевой панели микроконтроллерного блока. По команде оператора выводится информация о состоянии датчиков уровня. Система позволила определять напоры нетто отдельно для каждой гидротурбины с целью получения оптимальной характеристики управления.

Заключение

В продолжение данной работы планируется осуществить работу программного комплекса для систематизации информационных сигналов с применяемых датчиков на ГЭС, а также их паспортных данных. Оно обеспечит оптимизацию слежения за оборудованием.

Список использованных источников

1. Брызгалов В.И., Гордон Л.А. Гидроэлектростанции. Учебное пособие. – 2002.
2. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1978. – 320 ил.
3. Интеллектуальный высокоточный датчик разности давлений/уровня [Электронный ресурс]: – Режим доступа : – <https://www.bdsensors.ru/ru/davlenie/differenczialnyie-datchiki-davleniya/dmd-331-a-s-lxhx-intellektualnyj-vysokotochnyj-datchik-raznosti-davlenijurovnya-s-hart-protokolom.html>
4. Высококачественный преобразователь давления для общепромышленных применений Модель S-20 [Электронный ресурс]: – Режим доступа:- https://www.wika.ru/s_20_ru_ru.WIKA
5. BALLUFF | Баллуфф датчики для автоматизации. [Электронный ресурс]: – Режим доступа: – <https://sensor365.ru/all-brands/balluff/?yclid=1437685627703300402>

6. Шин М. К.; О, Дж.; Лима М.; Козлов М. Е.; Ким С. Дж.; Бауман Р. Х. Эластомерные проводящие композиты на основе углеродных нанотрубок. Adv. Mater. 2010, 22, 2663-2667. [CrossRef] [PubMed].

И. И. Литвинов, А. И. Наумова, Р. В. Ершов
Новосибирский государственный
технический университет
г. Новосибирск

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

The article presents generator differential protection algorithm based on using of artificial neural network. This method allows significantly reduce differential protection's errors caused by saturation of current transformers.

Keywords: relay protection, differential protection, hydro generator, power transformer, saturation of current transformers, artificial neural networks.

Устройства релейной защиты (УРЗ) подключаются ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока (ТТ). Их особенностью является режим насыщения (рис. 1), имеющий место во время переходных процессов. Процесс насыщения зависит от:

- параметров ТТ (сопротивление вторичной обмотки, характеристика намагничивания, число витков первичной и вторичной обмоток, геометрические параметры сердечника);
- параметров нагрузки;
- режима работы ЭЭС (кратность тока, постоянная времени затухания апериодической составляющей);
- начальных условий переходного процесса (значение тока и магнитной индукции в сердечнике в предшествующем режиме).

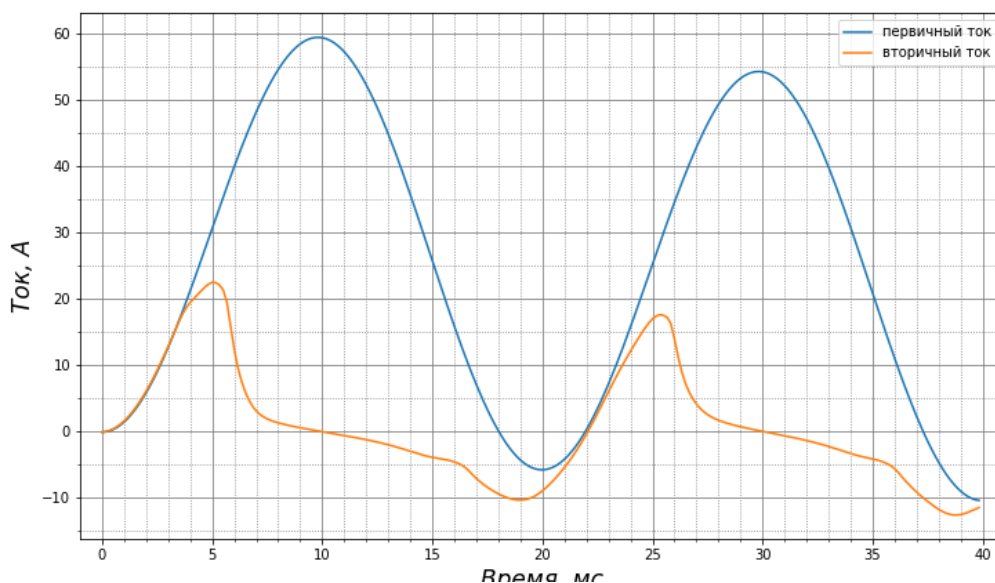


Рисунок 1. Насыщение трансформатора тока

При насыщении ТТ вследствие искажения формы вторичного тока возможны ложные, излишние срабатывания, а также отказы в срабатывании РЗ.

Излишние срабатывания релейной защиты приводят к неселективным отключениям потребителей. Кроме того, при излишнем отключении присоединения средствами противоаварийной автоматики (ПА) могут осуществляться управляющие воздействия, направленные на отключение других элементов, тем самым увеличивая ущерб от неселективного действия защиты. Это справедливо также для ложных срабатываний.

Отказы в срабатывании РЗ связаны с недопустимой по величине задержкой в работе защиты. Короткие замыкания (КЗ) должны быть отключены быстро, поскольку они наносят существенный ущерб электрооборудованию, нарушают электроснабжение потребителей, создают опасность для жизни человека (в месте повреждения). При большой длительности КЗ может произойти нарушение динамической устойчивости энергосистемы (ЭЭС).

С 2014 года [1, с. 3] проблема влияния насыщения ТТ на работу РЗ в РФ стоит особенно остро. Связано это с рядом масштабных аварий в ЭЭС, произошедших в 2010–2020 гг.:

- авария на Ростовской АЭС (отключение потребителей общей мощностью 1761 МВт, 04.11.2014 г.);
- авария на ПС 500 кВ Тамань (отключение потребителей общей мощностью 876 МВт, 13.06.2018 г.)

В указанных случаях по причине насыщения ТТ излишне сработали дифференциальные защиты.

В соответствии с [2], по заказу АО «СО ЕЭС» ОАО «ВНИИР» выполнен НИОКР, выявивший, что типовые алгоритмы РЗ, реализованные в серийно выпускаемых терминалах, не всегда обеспечивают корректное функционирование устройств РЗ при насыщении ТТ.

Актуальность проблематики подтверждается количеством выпускаемых стандартов и документов, регламентирующих поведение ТТ [3, 4, 5] и РЗ [6] в переходных режимах. В соответствии с [7], НТС ЕЭС рекомендует АО «СО ЕЭС» разработать эффективные методы испытаний устройств РЗ в условиях насыщения ТТ.

Основной целью работы является исследование возможности применения искусственного интеллекта для повышения устойчивости функционирования РЗ в переходных режимах.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- разработка модели первичной сети;
- разработка модели трансформаторов тока;
- создание и обучение искусственной нейронной сети для восстановления искаженных вторичных токов ТТ.

В качестве экспериментальной модели рассматривается блок «генератор – трансформатор», подключенный к шинам бесконечной мощности 110 кВ

(рис. 2). В качестве генератора выбран ТВВ-160-2 со следующими параметрами [8, с. 76, 9]: номинальная полная мощность $S_{\text{НОМГ}} = 188 \text{ МВА}$, номинальная активная мощность $P_{\text{НОМГ}} = 160 \text{ МВт}$, номинальный ток $I_{\text{НОМГ}} = 5,67 \text{ кА}$, номинальное напряжение $U_{\text{НОМГ}} = 18 \text{ кВ}$, коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{НОМГ}} = 0,85$, сверхпереходное, переходное и синхронное индуктивное сопротивление генератора (в о. е.) соответственно равны $X'_d = 0,213$, $X_d = 0,304$, $X_d = 0,713$. Сопротивление обратной последовательности генератора и сопротивление рассеяния равны соответственно $X_2 = 0,25$ и $X_\sigma = 0,1$. Активное сопротивление обмотки статора $R_G = 0,0024 \text{ Ом}$. Постоянная времени затухания апериодической составляющей при 3-фазном КЗ $T_a = 0,4 \text{ с}$. Постоянные времени синхронной машины по продольной оси $T_d' = 0,96 \text{ с}$ и $T_d'' = 0,12 \text{ с}$. Маховой момент турбогенератора $GD^2 = 17,5 \text{ т} \cdot \text{м}^2$.

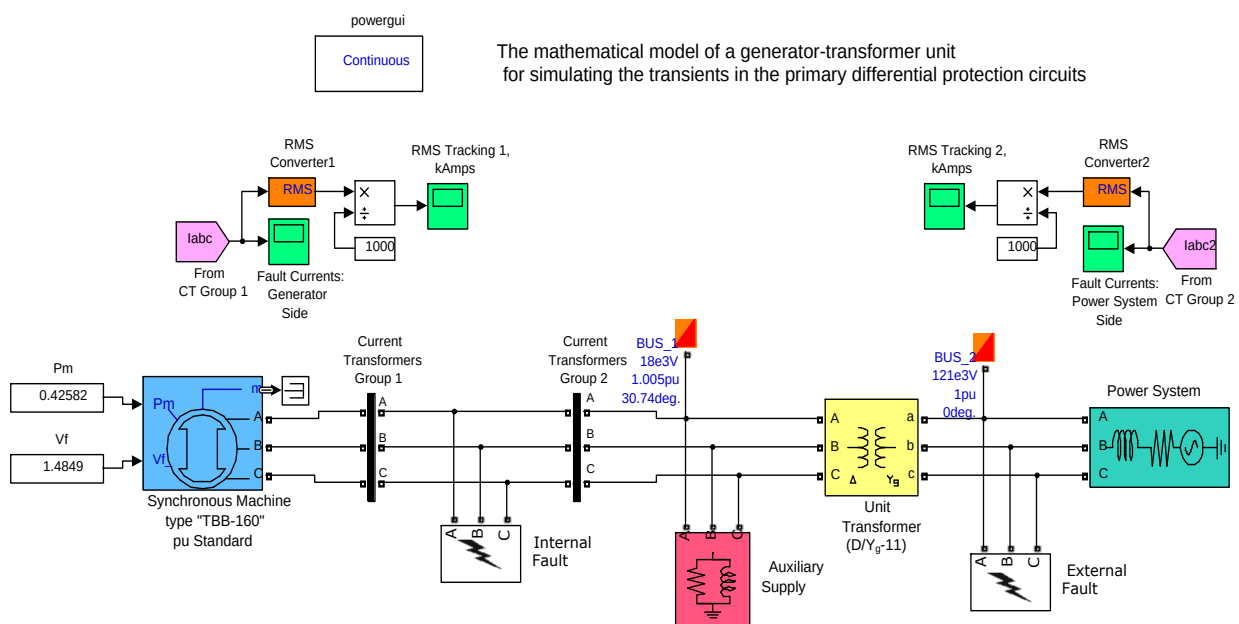


Рисунок 2. Модель блока «генератор – трансформатор» в режиме внешних и внутренних КЗ, составленная в программной среде *Simulink*

Математическая модель блока «генератор – трансформатор» в режиме неправильной синхронизации является упрощенной версией рассмотренной ранее модели и представлена на рис. 3.

По результатам моделирования коротких замыканий и режимов неправильной синхронизации была сформирована обширная выборка осциллограмм для обучения искусственной нейронной сети.

Важнейшая особенность искусственной нейронной сети, свидетельствующая о ее широких возможностях и огромном потенциале, состоит в способности к обучению и обобщению накопленных знаний.

В данной работе используется алгоритм обучения ИНС по методу обратного распространения ошибки.

Выводы: в ходе работы на примере блока «генератор – трансформатор» был рассмотрен ряд возможных режимов, предшествующих возникновению коротких замыканий и неправильной синхронизации с целью создания обширной экспериментальной базы для дальнейшего обучения искусственной нейронной сети, предназначенной для снижения вероятности некорректного действия устройств РЗ. Предполагается дальнейшая классификация полученных экспериментальных данных для снижения погрешности в работе ИНС.

Список использованных источников

1. Протокол совместного заседания секции «Управления режимами энергосистем, РЗА», секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС» и секции 3 НТС ПАО «Россети» «Управление режимами, автоматизация и применение автоматического управления в электрических сетях» по теме «Вопросы координации работы релейной защиты и измерительных трансформаторов тока» от 11.09.2015.
2. Письмо Минэнерго России № ЧА-3440/10 от 02.04.2019 г. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/565996025>
3. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ». – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/.
4. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200169612>
5. ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока (с Поправкой). – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200161312>
6. Шкафы РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710. Методические указания по проверке и выбору трансформаторов тока. ЭКРА.650323.085 Д (первая редакция). – 143 с. – Режим доступа: <https://cloud.ekra.ru/index.php/s/SE4kf6vrGgp4192?dir=undefined&openfile=1608659>
7. Протокол совместного заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС

ЕЭС» и секции «Управление режимами, автоматизация и применение автоматического управления в электрических сетях» НТС ПАО «Россети» от 15.03.2018. – Режим доступа: http://www.nts-ees.ru/sites/default/files/2018.03.15_itogovyy_protokol.pdf

8. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

9. Турбогенераторы серии ТВВ. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/393306/ – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.05.2020)

А.А. Бурнакова, К.Р. Смирнов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗЕЙСКОЙ ГЭС

The electromagnetic environment of the Zeiskaya HPP is described. The analysis of the influence of electromagnetic interference on the equipment of the hydroelectric power station is given, and also a proposal for limiting the level of switching noise is developed.

Keywords: electromagnetic compatibility, switching interference, intermediate relays, false alarm, capacity, extended cables, optical fiber, high-frequency currents, transients, copper cable ties, electromagnetic environment.

Введение

В энергосистемах имеют место случаи отключения электрооборудования и линий электропередачи, а также изменения режимов работы электростанций из-за ложного срабатывания промежуточных реле устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и технологических защит.

Ложное срабатывание промежуточных реле может происходить из-за наведения коммутационных помех от кабелей, по которым передается воздействие на замыкание ключа, кабелям, которые воздействуют на отключение оборудования при достаточно протяженной кабельной связи между управляющим контактом и обмоткой реле.

При всех изменениях в электрической цепи – включении, выключении, коротком замыкании, колебаниях величины какого-либо параметра – в кабеле возникают переходные процессы, т. е. проходит импульсный ток высокой частоты и происходит скачок потенциала. ВЧ-токи и перенапряжения создают электромагнитные поля, способные вызывать наводки потенциала на жилах соседних кабелей и во внутренних цепях аппаратуры, которые могут нарушить работу устройства вплоть до выхода его из строя.

Аварийное отключение генераторов Зейской ГЭС значительно ухудшает надежность системы в части готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии и выдачи мощности, регулирования частоты, приема суточных и недельных неравномерностей нагрузки, аварийного резерва системы, что также сопровождается финансовыми рисками филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС», так как Зейская ГЭС несет функцию обеспечения устойчивости энергетической

системы Амурской области и ОЭС Востока. Поэтому рассмотрение данной темы является актуальной.

1. Характеристика объекта

Зейская ГЭС имеет 2 открытых распределительных устройства напряжением 220 кВ и 500 кВ. Оборудование противоаварийной автоматики размещается в щитовом блоке, расположенном на ОРУ, а шкаф выбора отключаемого генератора находится непосредственно в здании ГЭС.

В настоящее время на Зейской ГЭС цифрового оборудования для обеспечения передачи команд противоаварийной автоматики от ПА 220-500 кВ щитового блока в оборудование ШВОГ машинного зала не существует. Передача команд реализована сухим контактом посредством большого количества протяженных медных кабельных связей. Максимальная длина проложенных кабелей составляет 985 м, минимальная длина составляет 850 м.

2. Обоснование необходимости выполнения работ

В соответствии с требованиями завода-изготовителя, кабели, обеспечивающие выдачу воздействий от оборудования ЛАНПУ должны быть не более 300 метров. В соответствии с требованиями АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, необходимо предусмотреть возможность передачи управляющих воздействий ОГ от ПА с возможностью выбора передачи этих воздействий либо в ШВОГ, либо в ЛАПНУ Зейской ГЭС.

3. Техническое состояние объекта

Панель ШВОГ предназначена для выбора генераторов и очередности их отключения при срабатывании алгоритмов устройств противоаварийной автоматики с воздействием на ОГ от ПА Зейской ГЭС или получении команд от ПА ОЭС Востока. Данная функция предназначена для возможности выбора, какие генераторы и в какой последовательности будут отключаться при получении команд ОГ1-ОГ4. Выходные цепи ШВОГ при срабатывании формируют команду на отключение генераторного выключателя, заведенного под ОГ. Соответственно, если под ОГ заведен ГА1, то при срабатывании произойдет отключение выключателя В-Г1.

На данный момент объем ОГ ЗейГЭС составляет минимально один отключаемый генератор, максимально – четыре генератора.

Схема передачи управляющих воздействий от ПА реализована таким образом, что передача команд ОГ осуществляется напрямую в панель ШВОГ.

4. Рекомендации и предложения по техническому перевооружению

Во избежание ложной выдачи сигналов на выходные цепи шкафа из-за значительной емкости кабелей предлагается выполнить замену «медных» кабельных связей на волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) между оборудованием ПА, находящемся на ЩБ ОРУ и панелью ШВОГ, которая находится в машинном зале.

Рекомендуется установить 2 приемопередатчика, один из которых будет находиться в машинном зале, а второй – на ЩБ ОРУ. Все устройства ПА будут заведены в шкаф приемопередатчика с длиной кабеля порядка 100 м. Связь между шкафами будет осуществляться с помощью двух волоконно-оптических кабелей, один из которых является резервным.

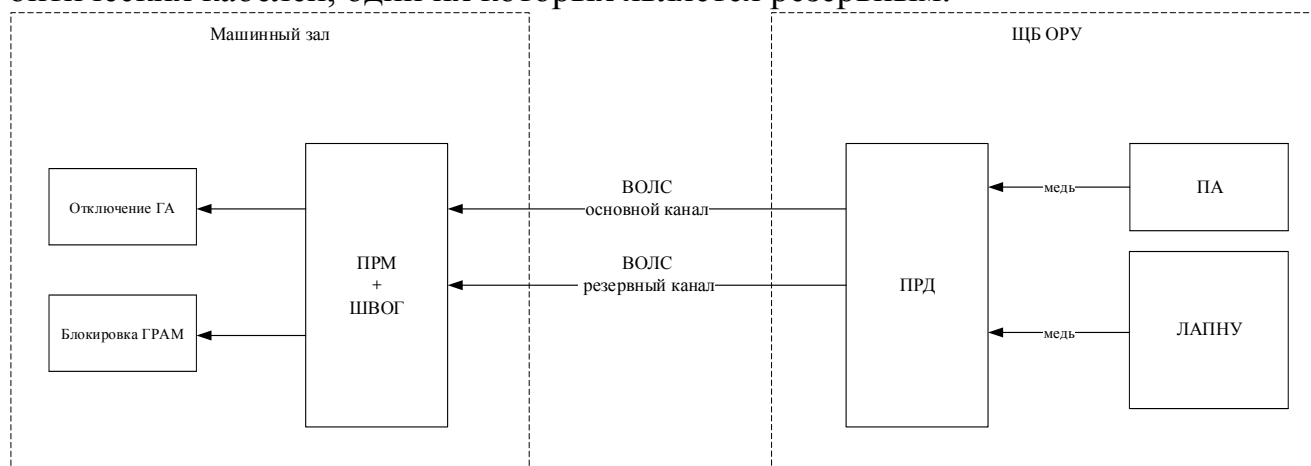


Рисунок 2. Структурная схема ПРД/ПРМ

Были проведены расчеты для определения емкостей кабелей с длинами порядка 1 км и после реализации проекта, когда длины кабелей будут составлять порядка 100 м:

Таблица 2. Параметр кабеля

Устройство ПА	Длина, м	Марка и сечение кабеля, мм ²
МКПА	985	КВВГЭнг-LS 7×2,5

Емкость кабеля с длиной 985 м:

$$C = \frac{2\pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-14} \cdot 3,35 \cdot 985 \cdot 10^3}{2,3 \cdot \lg \frac{13,5}{2,36}} = 1,053 \cdot 10^{-6} \text{ Ф} \quad (4.1)$$

Емкость кабеля с длиной 100 м:

$$C = \frac{2\pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-14} \cdot 3,35 \cdot 100 \cdot 10^3}{2,3 \cdot \lg \frac{13,5}{2,36}} = 0,107 \cdot 10^{-6} \text{ Ф} \quad (4.2)$$

Из расчетов можно сделать вывод о том, что емкость кабеля прямопропорциональна длине кабеля.

Преимущества ВОЛС

Оптическое волокно считается самой совершенной физической средой для передачи информации, а также самой перспективной средой для передачи больших потоков информации на протяженные расстояния. Так как

расстояние в данном случае значительно, порядка 1 км, а также необходима организация передачи множества сигналов от устройств ПА, применение волоконно-оптического кабеля взамен медным кабельным связям является актуальным.

Чтобы передать данные через оптические каналы, сигналы должны быть преобразованы из электрического вида в оптический, переданы по линии связи и затем в приемнике преобразованы обратно в электрический вид. Эти преобразования происходят в приемопередатчиках, которые содержат электронные блоки наряду с оптическими компонентами.

Волоконно-оптические кабели обеспечивают полную гальваническую развязку между концами кабеля. Характеристика без проводимости волокон позволяет выработать сопротивление кабелей на скачки напряжения. Это устраняет помехи, которые могут быть вызваны контурами заземления.

Еще одним преимуществом является то, что оптические волокна не выделяют излучения и не подвержены влиянию помех, поэтому подвергаться перекрестным помехам соседние кабели не будут.

Так как на сегодняшний день схема передачи воздействий ОГ от оборудования ПА к оборудованию ШВОГ реализована таким образом, что невозможно определить, какое устройство явилось источником выдачи воздействия на отключение генератора, то с помощью установки шкафов приемопередатчика будет организована функция фиксации устройства, выдавшего воздействие на ОГ, и выдачей сигнализации.

Таким образом, с помощью замены медных кабельных связей на волоконно-оптические связи улучшится не только электромагнитная обстановка на станции, но и станет возможным оперативное выявление причины отключения генераторов.

Список использованных источников

1. Бурнакова А.А. Электромагнитная совместимость технологических систем Зейской ГЭС/сборник материалов заочного этапа VII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов. Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Саяно-Шушенский филиал; ПАО «РусГидро»; Ассоциация инженерного образования России; Академия электротехнических наук Российской Федерации. 2020

2. Митюгин А.А., Электромагнитная совместимость сетей 0,4 кВ и технических средств до 10 кВ/ А.А. Митюгин, В.И. Яковлев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/elektromagnitnaya-sovmestimost-setei-04-kv-i-tekhnicheskikh-sredstv-do-10-kv>.

3. Силаева Е.В., Обеспечение электромагнитной совместимости структурированных кабельных систем [Электронный ресурс]. – Режим

доступа: <https://www.dissercat.com/content/obespechenie-elektromagnitnoi-sovmestimosti-strukturirovannykh-kabelnykh-sistem>.

4. Митюгин, А.А. Исследование электромагнитных помех, возникающих в электрических сетях низкого напряжения при отключении токов короткого замыкания / А.А. Митюгин, П.И. Моисеенков, Д.Р. Владимиров // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды международной научно-технической конференции: сборник статей. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2011. – Т.2. – С. 265–268.

5. Симачев Н.Д., Автоматизация исследования и оптимизация механических средств волоконно-оптических линий связи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/avtomatizatsiya-issledovaniya-i-optimizatsiya-mekhanicheskikh-sredstv-volokonno-opticheskikh>.

Д.Д. Высоких
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научные руководители:
В.И. Татарников, М.А. Ананьев

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОТЕЧЕК ЧЕРЕЗ ЗАКРЫТЫЙ НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ

Hydraulic turbine guiding apparatus helps regulate power. But it can only be adjusted during repair. A monitoring system and the installation of sensors are needed that would allow monitoring the condition of the guide vane during operation.

Keywords: hydraulic turbine, guiding apparatus, reliability, leakage through gaps, condition monitoring, automation, algorithm, hydroelectric power station, economy, emergency repair.

1. Назначение направляющего аппарата

Направляющий аппарат служит для подвода потока к рабочему колесу и регулирования расхода воды через турбины в соответствии с заданной мощностью агрегата. Создает и изменяет циркуляцию (закрутку) потока. В закрытом положении направляющий аппарат полностью прекращает течение воды к рабочему колесу, защищает агрегат от разгона (при соответствующей схеме управления). Таким образом, направляющий аппарат является направляющим, регулирующим и запорным органом гидротурбины. [1]

2. Определение существующей проблемы

Осмотр втулок, подшипников и цапф направляющего аппарата, а также измерение и регулирование зазоров возможно выполнить только во время ремонта с осушением проточной части. Возможность выполнить ремонт элементов направляющего аппарата появляется лишь при поузловой разборке направляющего аппарата. При этом их состояние в процессе эксплуатации не контролируется. [3]

Повреждение подшипников, цапф, уплотнений приводит к неплотному прилеганию лопаток направляющего аппарата в закрытом состоянии и как следствие – к увеличению протечек. Увеличение протечек при закрытом НА допускает возможность поворота незаторможенного ротора агрегата и препятствует остановке гидроагрегата свободным выбегом. На данный момент не существует методики, которая позволила бы определить на ранней

стадии увеличение протечек через закрытый направляющий аппарат в процессе его эксплуатации без ремонтных воздействий. [2]

3. Краткий обзор работы

В данной статье исследуются два случая внеплановых ремонтных воздействий на гидротурбинное оборудование:

- ГАЗ Майнской ГЭС в 2017 году;
- ГАЗ Саяно-Шушенской ГЭС в 2020 году.

В обоих случаях причиной стало неплотное прилегание лопаток направляющего аппарата друг к другу и как следствие – увеличение протечек. Увеличение протечек через закрытый НА в обоих случаях приводило к увеличению частоты вращения ГА после полного останова и необходимости дежурному персоналу подавать давление в магистраль торможения.

В рамках исследования вышеуказанных случаев выполнен анализ различных параметров, регистрируемых в ВУ АСУТП СШГЭС, для выявления различных закономерностей между развитием дефекта и аномальным изменением параметров.

4. Предлагаемое решение

В настоящее время на гидроагрегатах СШГЭС протечки через закрытый направляющий аппарат определяются до/после ремонта при осушении или заполнении проточной части. Расчет выполняется по факту изменения давления воды в спиральной камере в течение 30 мин при находящемся на пороге аварийно-ремонтном затворе. Выявление дефектов лопаток НА возможно только инструментально во время текущего и капитального ремонтов с осушением проточной части.

Для выявления факта увеличения протечек через закрытый НА для планирования ремонтных воздействий необходим альтернативный способ контроля протечек.

В ходе анализа дефектов на двух гидроагрегатах выявлено, что контроль протечек через закрытый направляющий аппарат на агрегате, находящемся в резерве, возможен по косвенным параметрам в ВУ АСУТП, а именно:

- 1) по увеличению времени останова гидроагрегата;
- 2) по увеличению перемещения вала в районе турбинного подшипника;
- 3) по увеличению виброскорости и виброускорений на лопатках НА.

5. Анализ данных

Рассмотрим изменение предлагаемых выше параметров до выхода гидроагрегата ст. н. 3 СШГЭС в аварийный ремонт для выявления причины раскрутки ГА после останова.

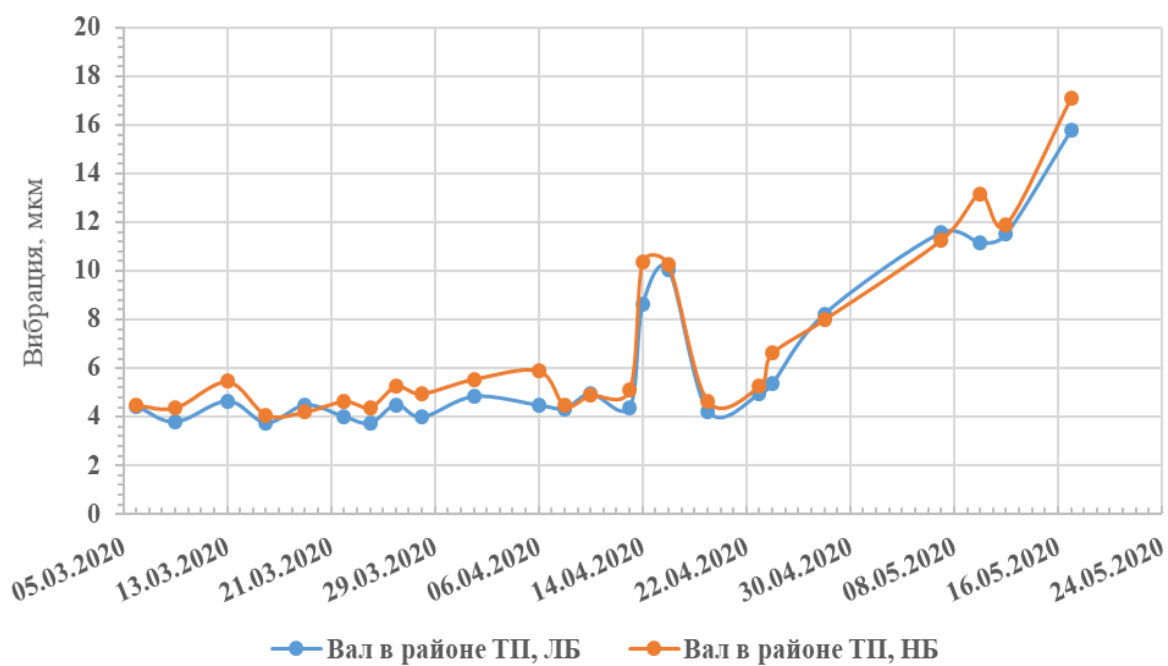


Рисунок 1. Биение вала в районе турбинного подшипника ГАЗ

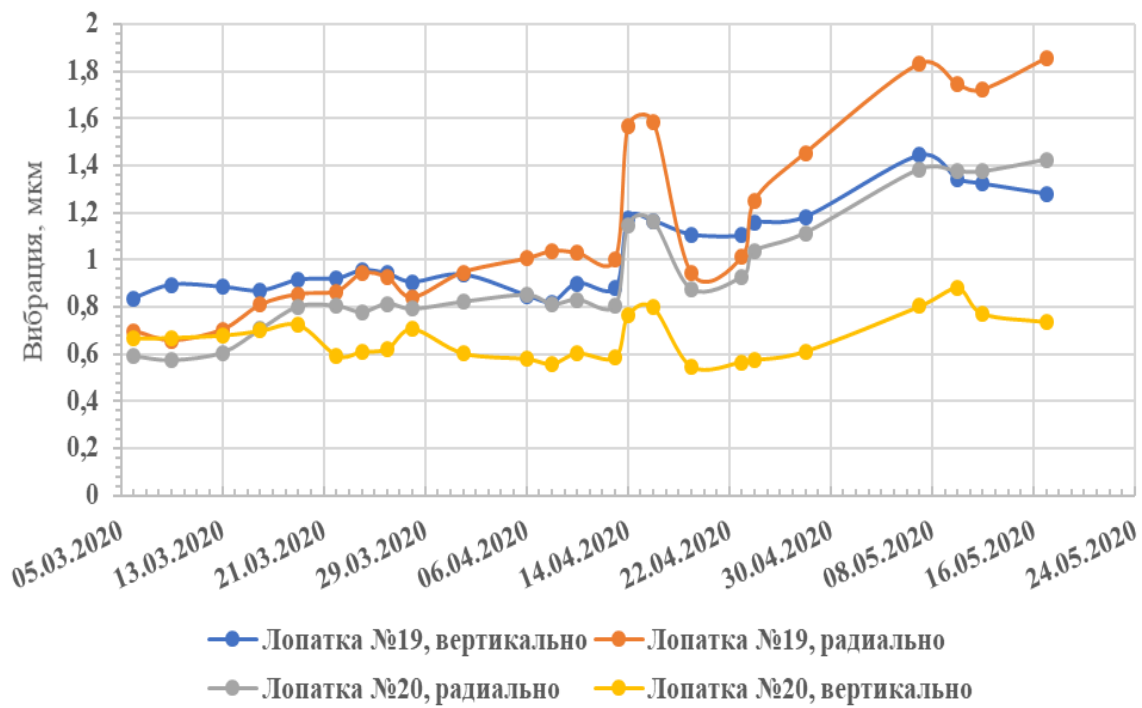


Рисунок 2. Виброускорения и виброскорости лопаток № 19 и № 20 ГАЗ

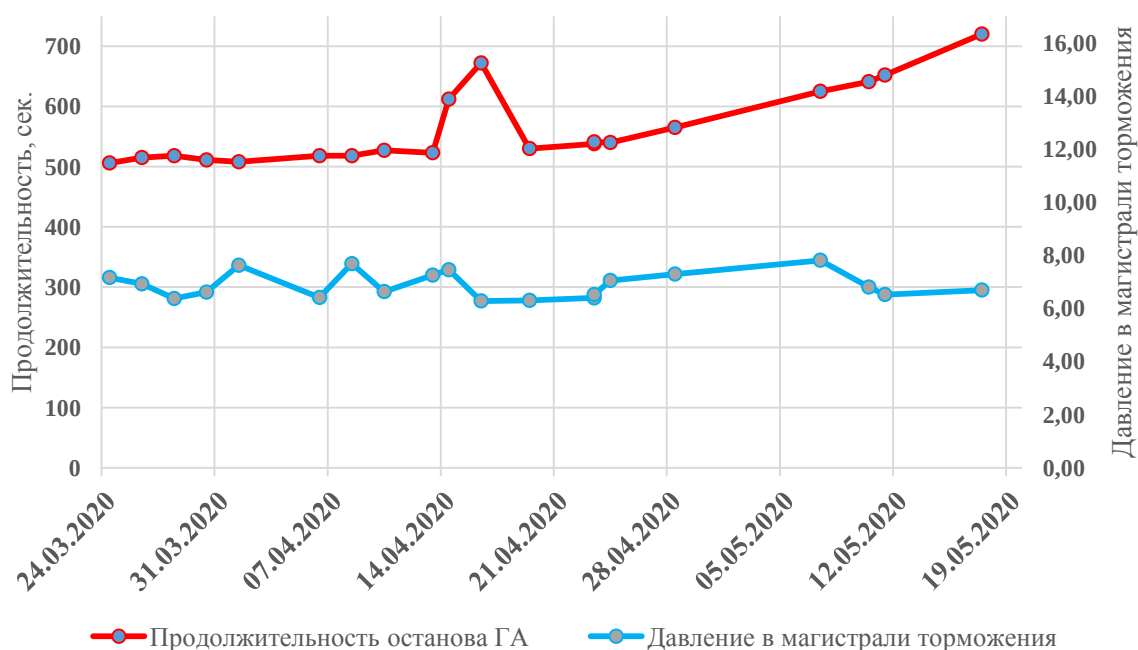


Рисунок 3. Время останова и давление в магистрали торможения ГА3



Рисунок 4. Продолжительность торможения ГА3

Благодаря визуализации выявлена тенденция увеличения рассматриваемых параметров, с помощью которых можно отследить увеличение протечек через закрытый НА на ранней стадии и предотвратить внеплановый вывод в ремонт оборудования.

На данный момент в ВУ АСУ ТП СШГЭС реализован алгоритм расчета времени останова гидроагрегата. Благодаря этому на ранней стадии выявлено увеличение протечек на ГА5 СШГЭС в феврале 2021 года. В марте, при выполнении ремонта, дефект был подтвержден инструментально и устранен.

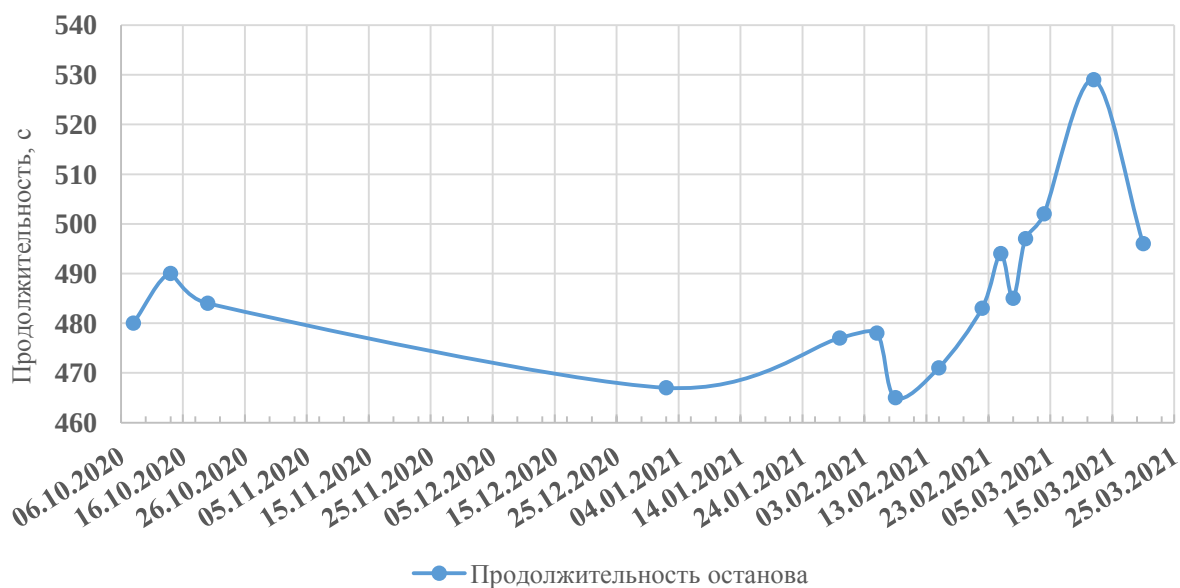


Рисунок 5. Время останова ГА5

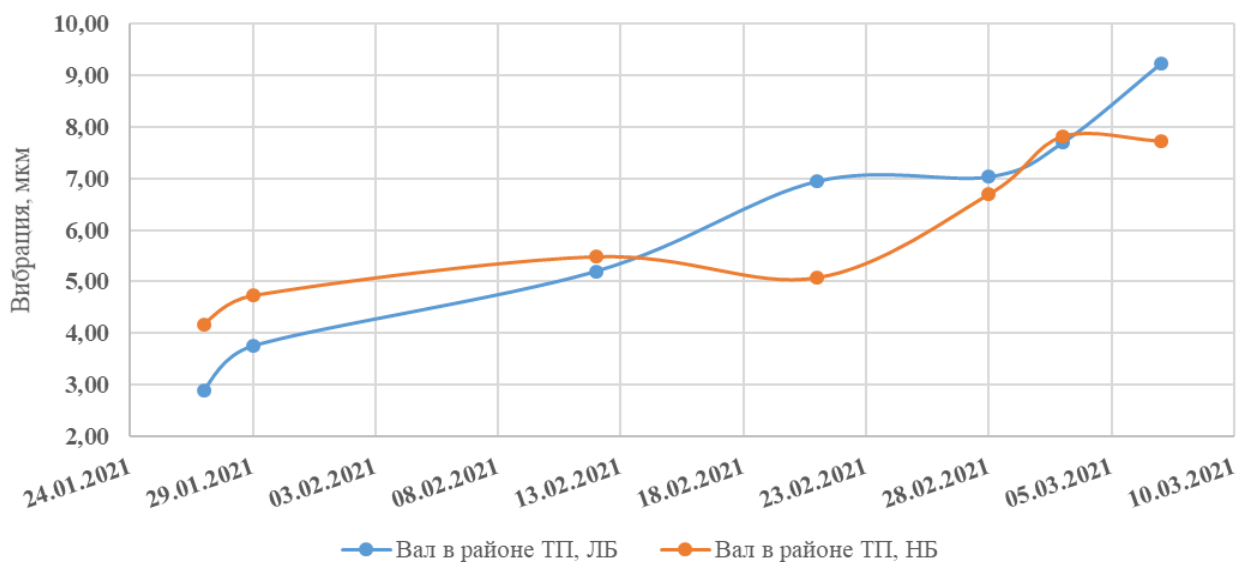


Рисунок 6. Биение вала в районе турбинного подшипника ГА5

Выводы

1. В данной работе рассмотрены способы контроля протечек через закрытый направляющий аппарат в процессе эксплуатации.
2. Предложен альтернативный способ контроля протечек через закрытый направляющий аппарат гидротурбин, находящихся в резерве по косвенным параметрам.
3. Рассмотрены тенденции изменения предлагаемых параметров, с помощью которых можно выявить на ранней стадии дефекты гидротурбин, связанные с увеличением протечек через закрытый НА.

Рекомендации

1. Эксплуатационному персоналу ГЭС принять к сведению предложенный метод контроля протечек через закрытый направляющий аппарат.
2. Разработать алгоритмы автоматического выявления отклонений рассмотренных параметров от нормальных значений.

Список использованных источников

1. Ковалев, Н.Н. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования – «Машиностроение», 1971. – 584 с.
2. Штерн. Е.П. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования / Е.П. Штерн, М.И. Гальперин, А.Ф. Дмитрухин и др.; под ред. Штерн Е.П. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 368 с.
3. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. – Красноярск: ИРЦ КГТУ, 2002. – 541 с.

В.О. Войтенок, Д.С. Смирнов, О.И. Башнин
ООО «Ракурс-инжиниринг»
г. Санкт-Петербург

СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ ПРИ ОТКАЗЕ ДАТЧИКОВ ПОЛОЖЕНИЯ ГЛАВНЫХ ЗОЛОТНИКОВ

Usual case for hydro turbine governing systems is a hydraulic control system for regulation valves (guide vanes, runner blades, jet nozzle, deflectors) positioning by servomotor movement. For such tasks, at powerful (and large) turbines, except Pelton one, double loop control systems is used. It contains two hydraulic amplifiers in cascade: pilot electric-operated proportional hydraulic valve and additional main distribution valve.

At default, governor uses position sensors, located at main distribution valve and main servomotor, for a control loops feedback. Failure of one of the measurements causes governor error and leads to emergency stop.

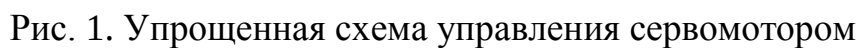
The report proposes the solution how to successfully continue turbine operation in case of main distribution valve position failure. It requires just a slight software changes in modern digital control systems. The solution prevents excess waste in financial aspects: no need of redundancy and less failures.

Keywords: hydro turbine, governor, control systems, servo-positioner, main distribution valve, main servomotor, sensor, feedback, failure, error.

В большинстве случаев современная система регулирования гидротурбины занимается позиционированием регулирующих органов (направляющий аппарат, лопасти рабочего колеса, иглы сопла, отсекатели) в целях управления частотой вращения и мощностью через электрогидравлическую следящую систему (ЭГСС) [1].

В таком случае механизмом управления являются гидроусилители, приводящие в движение главные сервомоторы (ГС), которые в свою очередь изменяют положение регулирующих органов. Среди наиболее распространенных различают одноконтурные и двухконтурные системы усилителей. В первом случае электрически управляемый (через соленоид) пропорциональный гидрораспределитель (ПГР) напрямую управляет потоками рабочей жидкости через ГС, изменяя его положение. Во втором – ПГР аналогично управляет положением сервомотора главного золотника (ГЗ), который, за счет изменения своего положения, управляет большими расходами для изменения положения ГС. Второй случай (двухконтурная схема) применяется в случае больших расходов управления главных сервомоторов и **повсеместно используется на крупных ГЭС.**

Классическая схема управления двухконтурной системой гидроусилителей



Структура управления объектом управления (рисунок 1) показана на рисунке 2, где:

ПГР – пропорциональный гидравлический распределитель. Устройство, изменяющее расход рабочей жидкости от маслonaпорной установки (МНУ) через себя пропорционально его электрическому входу. Зависимость расхода через ПГР от входа характеризуется передаточной функцией $W_{\text{ПГР}}$.

Главный золотник (ГЗ) – устройство, изменяющее расход рабочей жидкости через себя пропорционально положению своего штока. Для управления положением ГЗ на штоке установлен сервомотор, приводимый в движение расходом через ПГР. На штоке также устанавливается датчик положения, являющийся элементом электрической обратной связи.

Главный сервомотор (ГС) – механизм, приводимый в движение расходом через ГЗ. На штоке ГС устанавливается датчик положения, являющийся элементом электрической обратной связи.

K_1 – коэффициент усиления контура ГС,

K_2 – коэффициент усиления контура ГЗ,

T_u – постоянная времени интегрирования главного золотника, определяющая зависимость между расходом через ПГР и скоростью изменения положения штока ГЗ,

T_y – постоянная времени интегрирования главного золотника, определяющая зависимость между расходом через ПГР и скоростью изменения положения штока ГС,

p – оператор дифференцирования.

Балансировка контура ГС – постоянная величина, компенсирующая сдвиг гидравлического нуля ГЗ.

Балансировка контура ГЗ – постоянная величина, компенсирующая сдвиг гидравлического нуля ПГР.

Выход ЭГСС – рассчитанная устройством управления величина, передаваемая на вход ПГР.

Сдвиг гидравлического нуля ПГР – различие между измеренным средним положением и положением, где достигается нулевой расход через ПГР.

Сдвиг гидравлического нуля ГЗ – различие между измеренным средним положением и положением, где достигается нулевой расход через ГЗ.

Передаточная функция линеаризованной разомкнутой системы в соответствии с ТАУ определяется как:

$$W = \frac{1}{\frac{T_u}{k_2} p + 1} \frac{k_1}{T_y p} = \frac{k_1}{(\frac{T_u}{k_2} p + 1) T_y p}, \quad (1)$$

Для примера примем параметры в соответствии с реальным объектом управления: $K_1 = 95$, $K_2 = 1,5$, $T_u = 0,25$ с., $T_y = 12$ с. Считаем, что сдвиги гидравлических нулей и балансировки отсутствуют и приняты равными

нулю, так как здесь это непринципиально. Звено $W_{ПГР}$ считаем равным 1 в связи с его высоким быстродействием.

В соответствии с ТАУ, определим параметры, определяющие устойчивость и быстродействие системы: запас по фазе: 45° ; запас по амплитуде: не менее 6 Дб; постоянная времени системы: 175 мс. **Замкнутая система устойчива.**

Проверим свойства системы при отсутствии датчика положения штока ГЗ. *Передаточная функция прямой цепи звеньев системы (1)*, с разомкнутыми обратными связями: главной и в контуре главного золотника:

$$W = \frac{1}{\frac{T_u}{k_2} p} \frac{k_1}{T_y p} = \frac{k_1 k_2}{T_u T_y p^2}. \quad (2)$$

Согласно критериям устойчивости, в этом контуре при замыкании главной обратной связью **возникнут автоколебания** с частотой:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k_1 k_2}{T_u T_y}}. \quad (3)$$

И в стандартном случае отказ датчика положения ГЗ вызывает критический отказ системы регулирования, приводя гидроагрегат к аварийному останову.

Для предотвращения аварийного останова (при отказе датчика) основным решением является установка дополнительных датчиков для резервирования измерений. Но это увеличивает стоимость решения и затраты на его эксплуатацию (обслуживание), пример на рисунке 3. Причем у турбины двойного регулирования может быть два ГЗ, и, соответственно, стоимость затрат удваивается. Если используется только два датчика, то при их рассогласовании возникает проблема с формированием обобщенного сигнала.

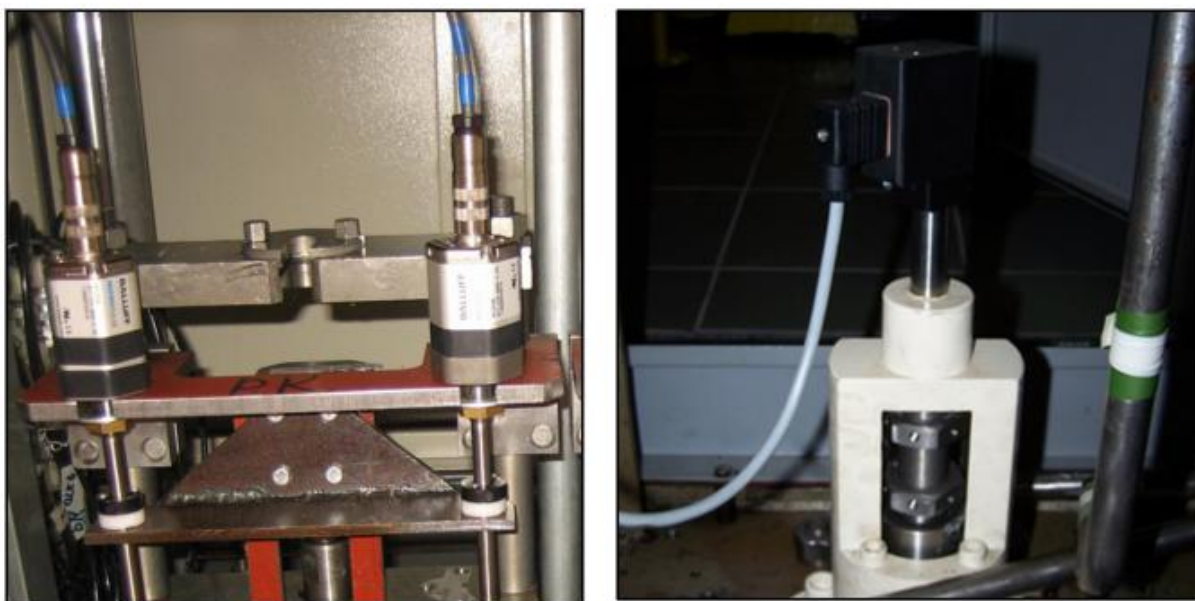


Рис. 3. Пример установки датчиков положения главного золотника

Способ решения проблемы программным способом

Существует возможность изменить цифровую часть регулятора так, чтобы система сохранила устойчивость (рисунок 4). Концептуально изменив структуру, можно избавиться от необходимости использования сигнала положения главного золотника.

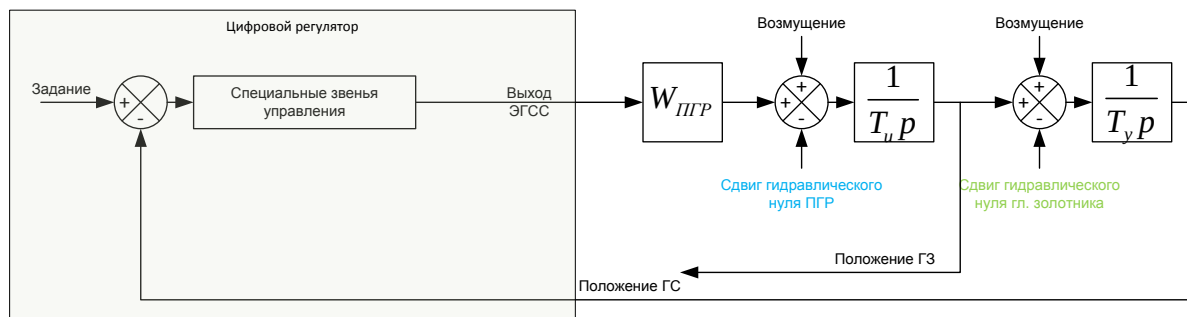


Рис. 4. Структурная схема ЭГСС в аварийном режиме работы

Испытывая новую структуру, можно заявить, что замкнутая система **устойчива**.

С наличием запаса устойчивости (с учетом нелинейности объекта и цифрового регулятора) схема, со слегка ухудшенными динамическими свойствами, обеспечит работу системы регулирования в течение продолжительного времени до устранения неисправности. В системе регулирования дополнительно осуществляется диагностика качания сервомотора, действующая на защиту и приводящая к аварийному останову агрегата.

Описанное решение прошло испытания на реальном объекте управления (Шульбинская ГЭС, гидротурбина типа ПЛ50-В-850 с колонкой управления типа ЭГРК-150-4). Осциллограммы показательных переходных процессов представлены на рисунках 5 и 6.

Заключение

Предложенное решение не призывает полностью отказаться от датчика положения главного золотника, так как используемая в нем структура хуже с точки зрения динамических свойств. Предлагается в системе регулирования устанавливать только один датчик положения ГЗ, в случае отказа которого – переходить на предложенное решение и работать в нем до устранения неисправности.

Предложенное решение удешевляет стоимость установки и обслуживания системы регулирования, а также повышает надежность работы гидроагрегата.

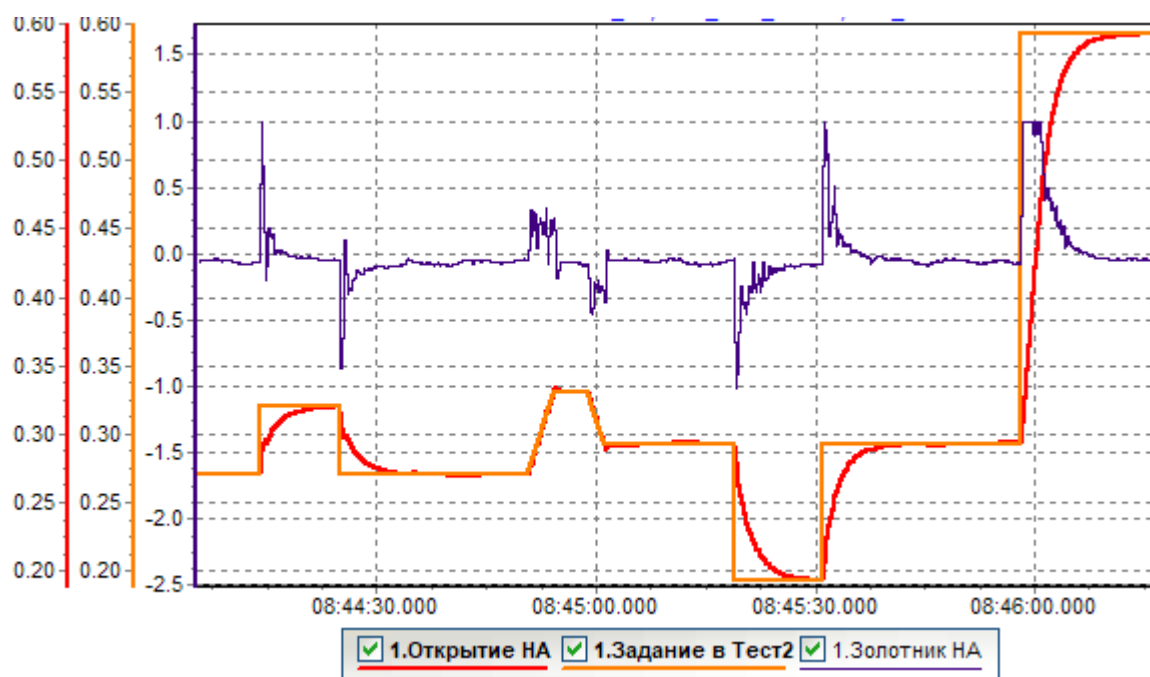
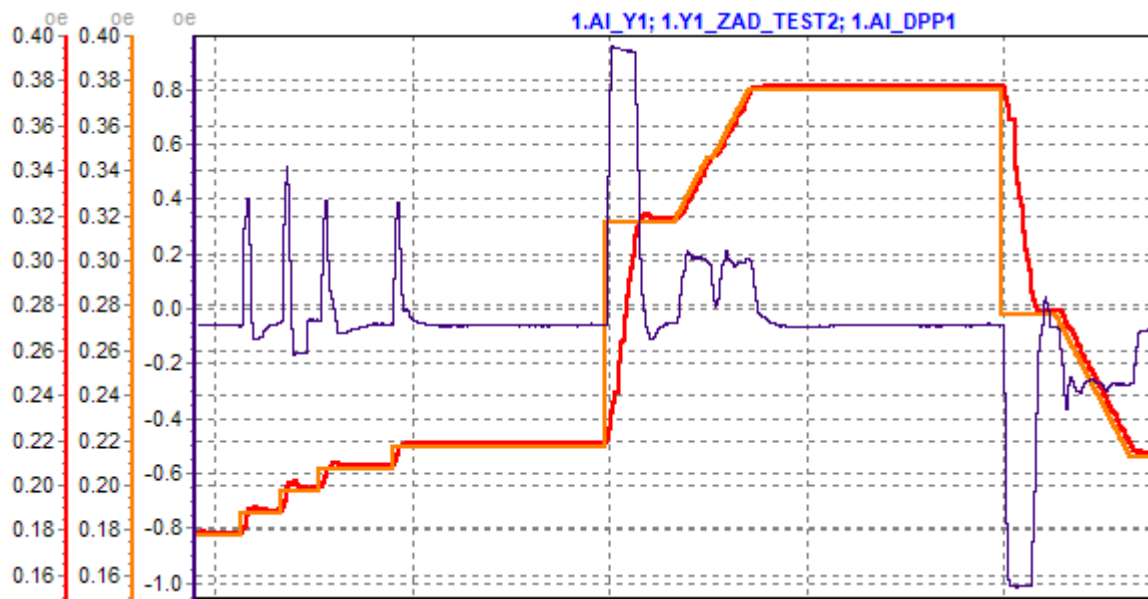


Рис. 5. Исполнения задания открытия НА (задание в Тест2) на осушенной спирали (сверху – используя датчик, снизу – не используя датчик)

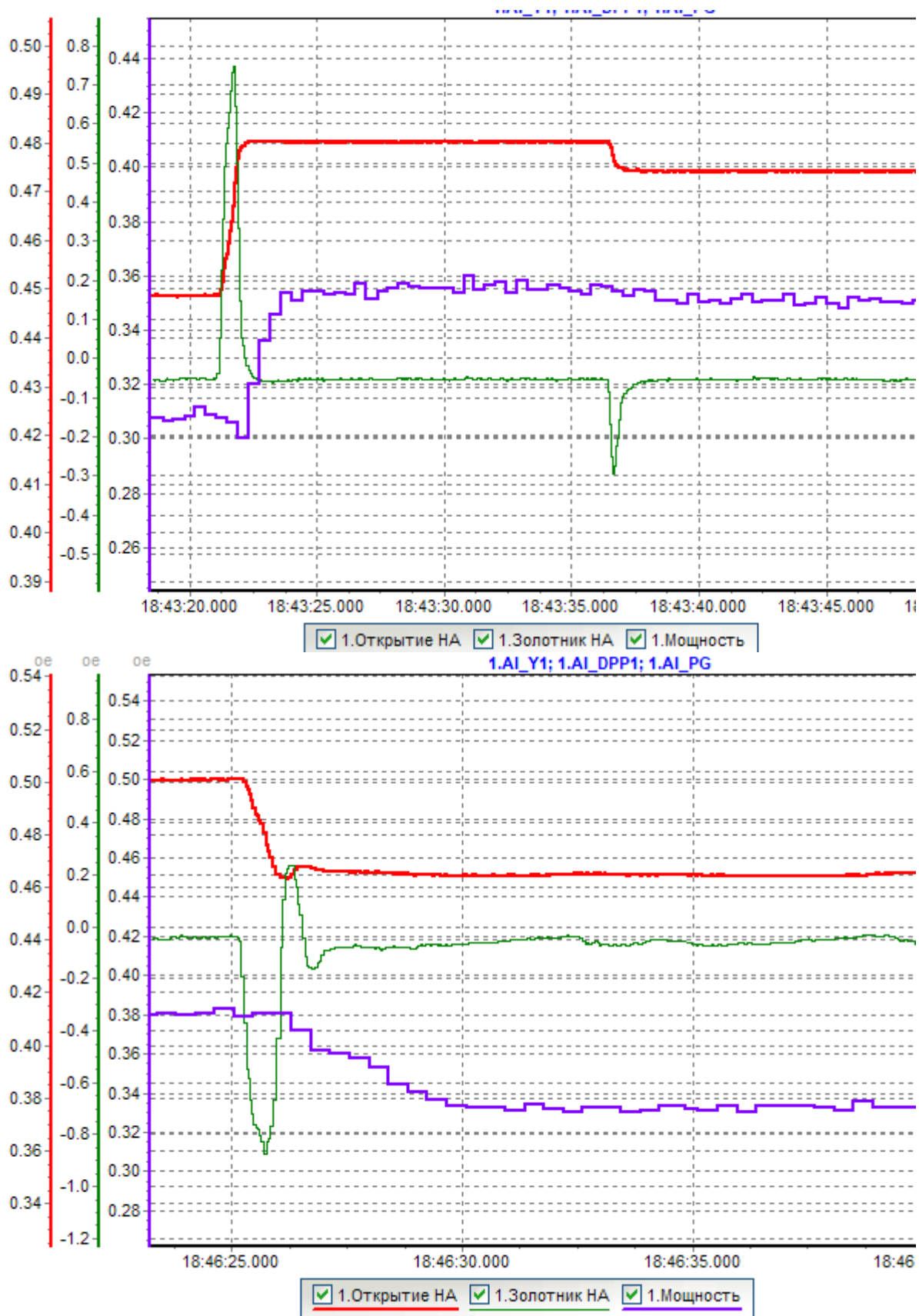


Рис. 6. Обычная работа в режиме «Мощность» с отключенной обратной связью по мощности со сменой задания (сверху – используя датчик, снизу – не используя датчик)

Список использованных источников

1. Кривченко Г. И. Гидравлические машины: турбины и насосы. – М.: Энергия, 1978.
2. ALSTOM HYDRO TURBINE SPEED GOVERNING SYSTEM, 92309 Levallois Perret Cedex – FRANCE.
3. IEC 61362:2012. Guide to specification of hydraulic turbine governing systems.

Е.В. Анискович, В.В. Москвичев
Красноярский филиал ФИЦ ИВТ
г. Красноярск

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДЕФЕКТНОСТЬ РАБОЧИХ КОЛЕС ГИДРОТУРБИН КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС ПРИ ДЛИТЕЛЬНЫХ СРОКАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

The analysis of the results of the survey of the technical condition of the impellers of the Krasnoyarsk hydroelectric power station is made. Defects of turbine wheel - cracks and cavitation were described and classified. The statistical analysis was carried out, statistical laws of random variables for defect sizes are determined. The zones of crack formation in the impellers are determined.

Keywords: turbine wheel, operational damage, corrosion-fatigue cracks, zones of cavitation erosion, the statistical analysis, defects, statistical analysis, distribution.

Безопасность Красноярской ГЭС является наиболее важной и приоритетной задачей при ее эксплуатации. Для этого необходимо выполнение ряда норм и требований Федеральных законов в области промышленной безопасности [1], в том числе периодический анализ технического состояния ее элементов, оценка фактической поврежденности и наличия эксплуатационной дефектности, расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации [2–9]. Для уточнения расчетных параметров при оценке остаточного ресурса проводится анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) элементов ГЭС, уточняются критерии предельных состояний с учетом фактической наработки, эксплуатационной дефектности, режимов работы [5–6, 9]. Особенно актуальной данная тематика исследований стала после произошедшей в 2009 году катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) [9]. Исследования показали [9], что наибольшее количество эксплуатационных дефектов выявляется в элементах гидроагрегатов, в частности, в их рабочих колесах (РК), которые являются наиболее нагруженными [4–5]. Гидроагрегаты Красноярской ГЭС изготовлены Ленинградским металлическим заводом (ЛМЗ), их проектный срок службы установлен фразой «не менее 30 лет», что очевидно означает, что они могут успешно эксплуатироваться и более 30 лет, в запроектном сроке эксплуатации. Что подтверждается фактически, на данный момент рабочие колеса продолжают успешно эксплуатироваться уже в течение 16–23 лет.

В данной статье выполнена оценка эксплуатационной дефектности только рабочих колес гидроагрегатов, как наиболее подверженных

повреждениям. РК (рисунок 1а) имеет 14 лопастей, вес 240 тс, диаметр 8650 мм и высоту 4000 мм, состоит из верхнего и нижнего обода. Материал, из которого отливают РК: лопасти – сталь 20ГСЛ; обода – сталь 22К.

Обследование РК проводилось неразрушающими и разрушающими методами контроля. Поверхностные и подповерхностные дефекты выявлялись методами визуально-измерительного и капиллярного контроля. Внутренние дефекты находились с помощью ультразвукового метода (с помощью **дефектоскопа-томографа A1550IntroVisor**) и **металлографических исследований, выполненных на заготовках, вырезанных из рабочих колес гидроагрегатов.**

В результате работ, выполненных в период 2013–2020 гг. по техническому обследованию 12 гидроагрегатов Красноярской ГЭС [2], получен большой объем данных по фактической дефектности РК после длительной эксплуатации в запроектных сроках эксплуатации (рисунки 1б–г, рисунок 2). Часть результатов оценок технического состояния, проведенных в 2013–2017 гг., опубликована в [10]. В результате анализа выявленной дефектности было произведено разделение дефектов на 3 группы (рисунок 2): зоны кавитационной эрозии, коррозионно-усталостные трещины и дефекты в сварных швах. Анализ литературных публикаций показывает, что подобные дефекты были выявлены на РК и других ГЭС [5–9], что обусловлено параметрами их нагружения и другими техническими факторами.

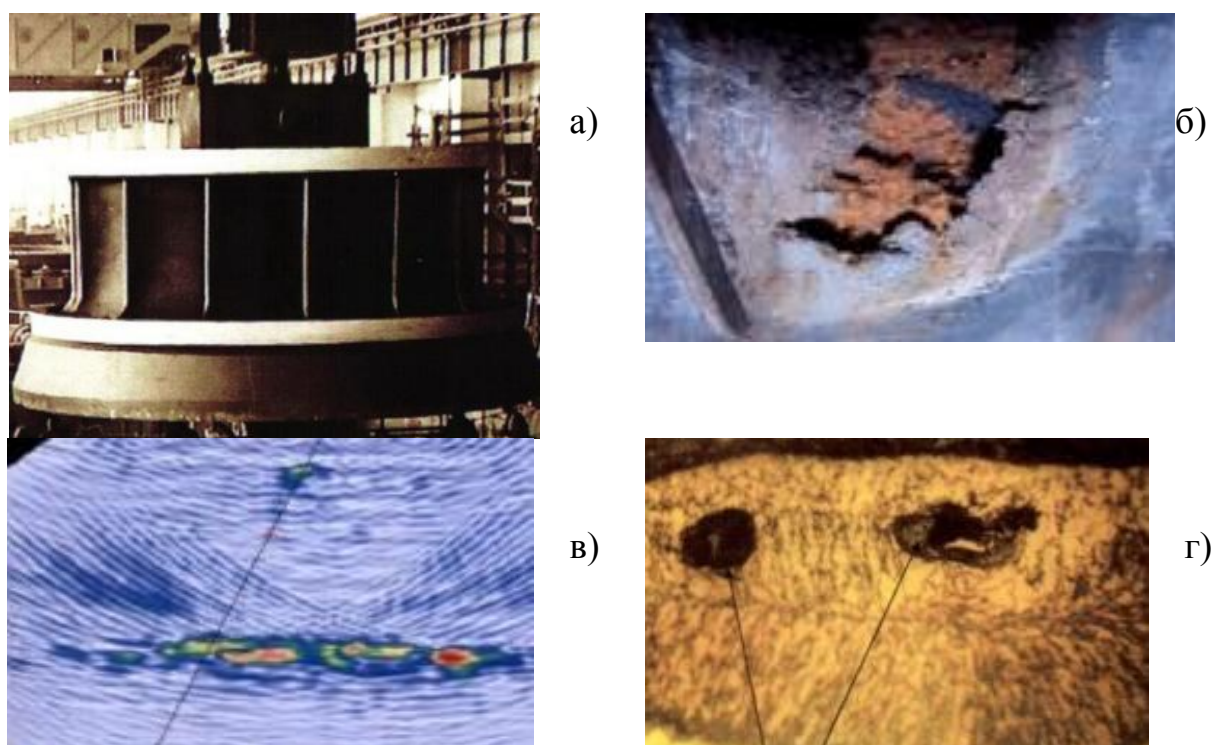


Рисунок 1. Рабочее колесо (а) и его характерные дефекты: поверхностные (б) – зоны кавитационной эрозии, язвы; внутренние (в) – расслоения, трещины; дефекты сварных швов (г) – непровары, поры

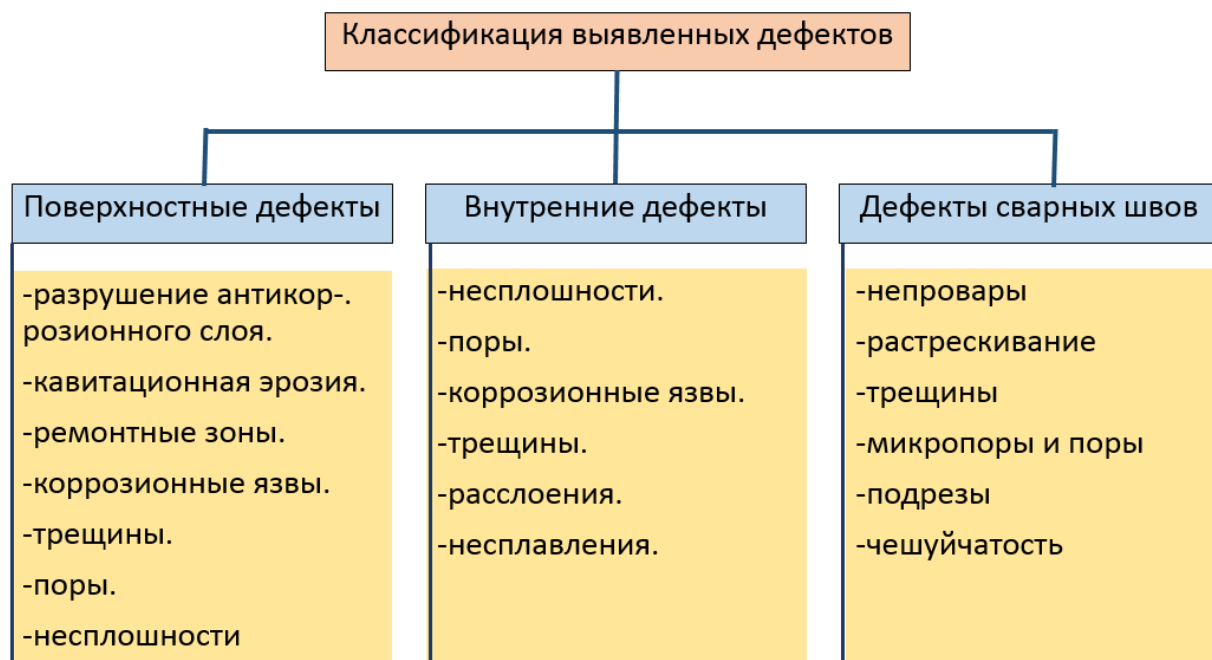


Рисунок 2. Классификация выявленных дефектов

Далее были рассмотрены наиболее характерные и чаще встречающиеся дефекты из первых двух групп.

Зоны кавитационной эрозии, согласно литературным данным [8], обусловлены отрывом и уносом с поверхности маленьких частиц металла в результате гидравлического удара потока жидкости. Исследования показали, что зоны кавитационной эрозии распределены неравномерно на рабочих колесах гидроагрегатов. Максимальная кавитация выявлена с нижней тыльной стороны, в так называемой зоне пониженного давления. Это обусловлено особенностями рабочих режимов гидроагрегатов. Особенность сравнительной оценки зон кавитационной эрозии заключается в следующем. В связи с тем, что разное рабочее колесо имеет разный срок эксплуатации, причем при разных нагрузочных режимах, проведение статистического анализа кавитации возможно только приближенно и условно. Однако несмотря на это, подобные результаты в дальнейшей перспективе являются значимыми.

Проведенный анализ зон кавитационной эрозии статистическим методами дал возможность провести оценку их геометрических размеров (рисунок 3): длину, ширину, глубину, а также объем, который характеризовал унос металла за фиксированный межремонтный период с 16 ноября 2011 года. И на основании этого были построены гистограммы распределения случайной величины, с определением статистического закона распределения. Анализируя рисунок 3, видим, что наиболее вероятные размеры имеют следующие значения: длина 5,5–226 мм, ширина в пределах от 2,5 мм до 214 мм, глубина – от 1,3 мм до 15 мм. Наиболее характерным показателем зоны эрозии является ее объем – т. е. объем унесенного металла за некоторый

промежуток времени. В данном исследовании определено, что большинство зон кавитации по объему меньше $0,0017 \text{ м}^3$.

Диаграмма распределения объема зон кавитации (рисунок 3г) показала, что подавляющее большинство значений не превышают $0,018 \text{ м}^3$, при этом на рисунке 3г видно, что наибольшее количество зон имеет унесенный объем металла в диапазоне до $0,002 \text{ м}^3$. Все параметры зон эрозии распределены по экспоненциальному закону распределения (рисунок 3 а–г).

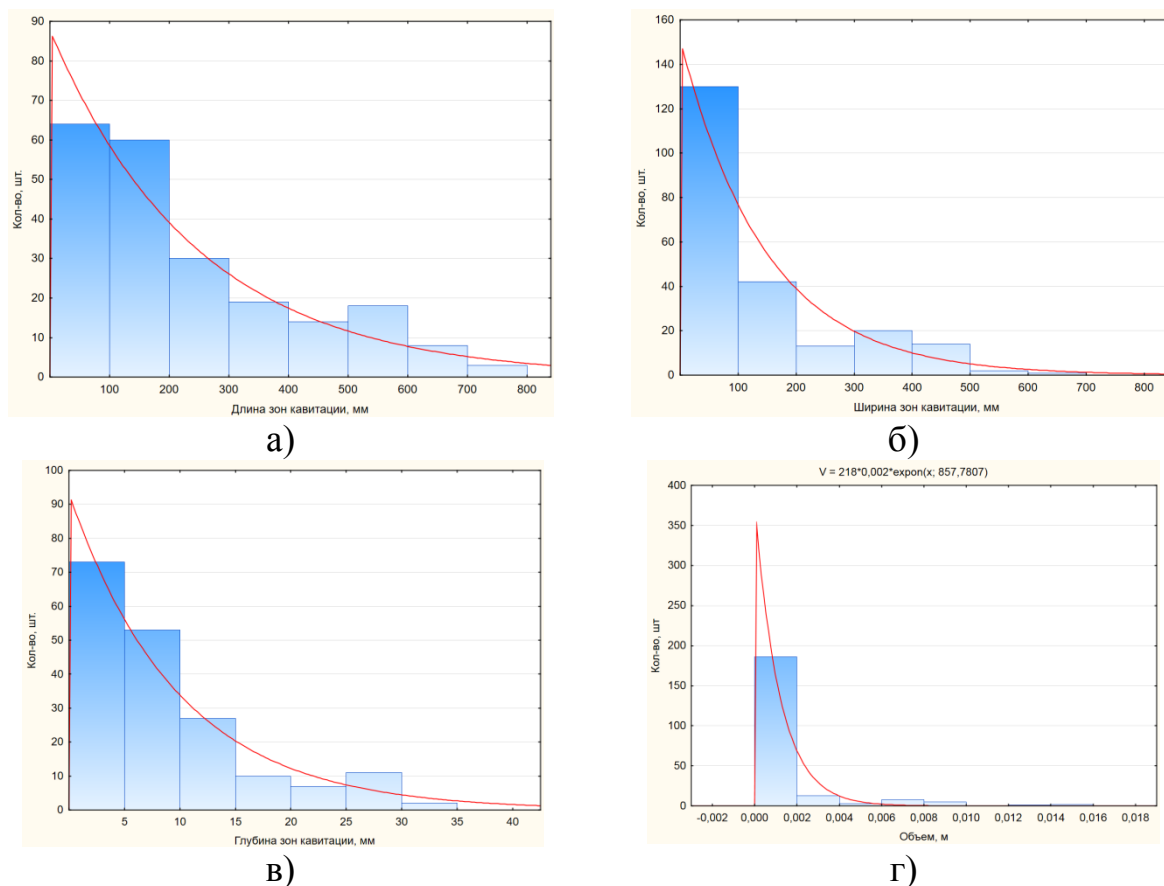


Рисунок 3. Гистограммы распределения длины (а), ширины (б), глубины (в) и объема (г) зон кавитации на РК

Другой большой группой наиболее часто встречающихся дефектов являются коррозионно-усталостные трещины, как сквозные, так и несквозные, а также расположенные в сварных швах. Подобные трещины были выявлены как в основном металле РК, так и в защитной оболочке на всех рабочих колесах [7]. После проведения анализа размеров трещин, наличия дефектов, а также сроков эксплуатации был спрогнозирован механизм появления трещин. Вначале в поверхностном или подповерхностном слое происходит образование зоны коррозионной язвы (кратера) или кавитационной эрозии, а после приложения начальной рабочей нагрузки происходит подрастание микротрещины, из которой в дальнейшем произрастают трещины определенной длины. Анализ мест наличия трещин, выявленных при обследовании рабочих колес, позволил определить места в

рабочих колесах, наиболее подверженные трещинообразованию (рисунок 4). Статистические данные по трещинам представлены на рисунке 5. Основное количество трещин выявлено в области выходной кромки и обода («А», «Б») и приходится на первые годы эксплуатации РК. Очевидно, это связано с продолжительностью приработочного периода гидроагрегата (30 000 часов).

Затем трещинообразование лопастей в зоне «А» практически прекращается, а количество трещин в зоне «Б» (рисунок 4) с каждым последующим годом эксплуатации постоянно увеличивается. Длина трещин находится в диапазоне от 18 мм до 138 мм (рисунок 5).

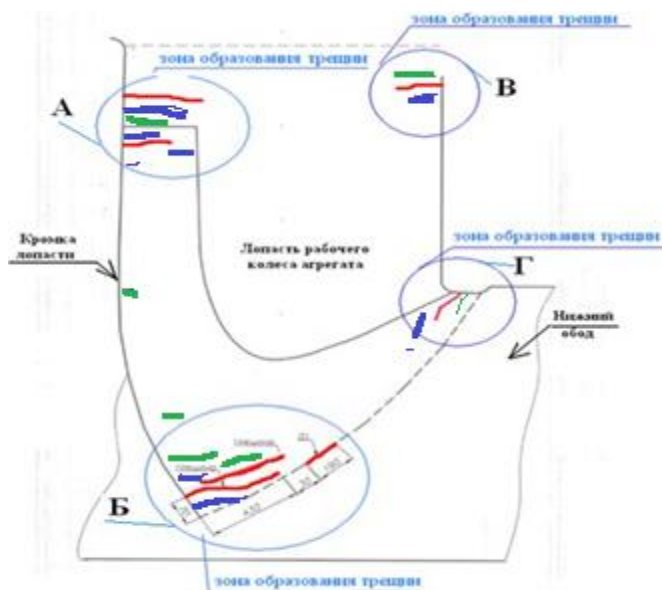


Рисунок 4. Зоны трещинообразования в лопастях РК

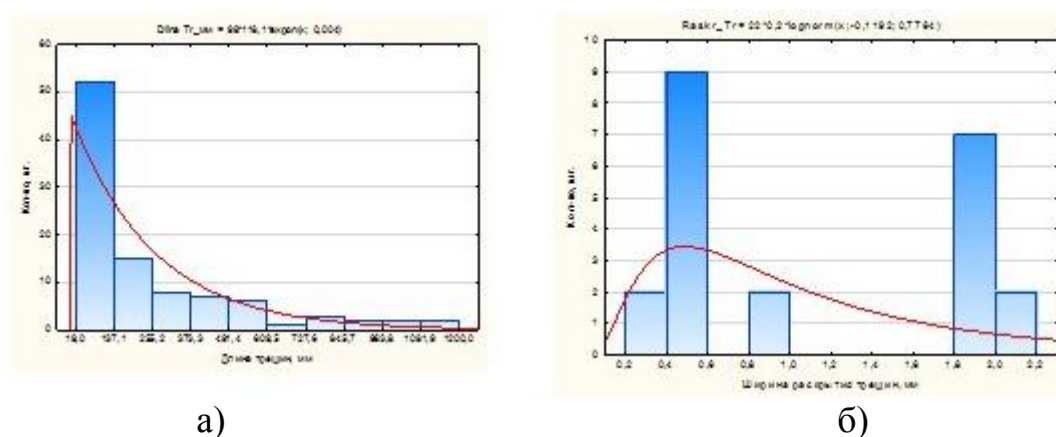


Рисунок 5. Гистограммы распределения длины (а) и ширины (б) трещин

Как видно из рисунка 5а, длины трещин хорошо описывались экспоненциальным законом распределения, а размеры ширины раскрытия трещин (рисунок 5б) – логнормальным законом распределения случайной величины.

Выводы:

Анализ результатов обследования рабочих колес гидроагрегатов, проводимый периодически с 2013 по 2020 годы, позволил сделать классификацию выявленных дефектов по размерам и видам. Для наиболее часто встречающихся дефектов – кавитационной эрозии и коррозионно-усталостных трещин – был проведен статистический анализ их геометрических размеров и определен закон распределения случайной величины. Для эрозии это экспоненциальный закон, для длин трещин – экспоненциальный, для величин раскрытия – логнормальный. Определены характерные зоны трещинообразования в рабочих колесах после длительного (от 150 до 250 тыс. часов) бездефектного периода, что говорит о накоплении усталостных повреждений и деградации свойств металла в результате их эксплуатации в запроектных сроках.

Список использованных источников

1. О безопасности гидротехнических сооружений: федер. закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ (ред. 03.07.2016 г. с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
2. Технические отчеты о техническом состоянии рабочих колес РО 697-ВМ-750 гидравлических турбин с определением остаточного ресурса / Красноярск: ООО НИЦ «СибЭРА».
3. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методика оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. Утв. и введ. Приказом от 13.07.2006 № 490 Росс. ОАО энергетики и электрификации «ЕЭС России». Дата введ. 01.08.2006, 281 с.
4. Грановский С.А., Малышев В.М., Орго В.М., Смоляров Л.Г. Конструкции и расчет гидротурбин. Л.: Машиностроение, 1974. 408 с.
5. Георгиевская Е.В. Ресурс гидротурбин – гарантия надежности и безопасности эксплуатации ГЭС. Аналитический обзор литературы. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018, 157 с.
6. Брызгалов В.И., Ключах А.А. Состояние рабочих колес гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС и основные направления по поддержанию их работоспособности // Гидротехническое строительство. 2000. № 1. С. 26–29.
7. Сивков В.Г. Проблемы трещинообразования в лопастях рабочих колес гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2003. – №11. – С. 51–52.
8. Габайдулин Д.Ю., Гречнева М.В. Возможности восстановления лопастей гидротурбин, поврежденных кавитацией // Вестник ИрГТУ. 2012. № 12. С. 40–43.
9. Разрушение гидроагрегата №2 Саяно-Шушенской ГЭС: причины и уроки. Сборник материалов (в 3 томах). – М.: НП «Гидроэнергетика России», 2013. Т1. 480 с. Т2. 496 с. Т3. 408 с.

10. Анискович Е.В., Москвичев В.В., Черняев А.П. Анализ результатов диагностирования рабочих колес гидротурбин Красноярской ГЭС при длительных сроках эксплуатации // Гидротехническое строительство. – 2019. – №10. – С. 19–27.

В.В. Зайцев

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УПРУГОСТИ ДИАФРАГМЫ НА ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ВТУЛКИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ПОВОРОТНО-ЛОПАСТНОЙ ГИДРОТУРБИНЫ

This work is a continuation of a series of publications describing methods of monitoring the tightness of the impeller hub of a Kaplan hydraulic turbine. It describes the effect of the elasticity of the elastic element of the measurement system on the measurement accuracy.

Keywords: hydropower, control, Kaplan turbine, oil-free impeller, measuring system, measurement accuracy, elastic element, elasticity, analysis, indirect measurements.

Актуальность

Данное исследование является продолжением работы [1]. В ранее изданной статье были представлены алгоритм и метод дистанционного контроля герметичности втулки рабочего колеса гидротурбины Каплана. При изготовлении прототипа измерительной системы возникла необходимость защиты датчика давления от контакта с жидкими средами при измерении гидростатического давления этих жидкостей. Для этого была применена латексная диафрагма, обладающая упругостью, способной влиять на результаты измерений.

Цель

Целью этого исследования является оценка влияния применения упругой диафрагмы на результаты измерений системы.

Описание решения

Латекс – общее название эмульсий дисперсных полимерных частиц в водном растворе. Данный материал обладает высокими показателями эластичности и прочности, не гигроскопичен [2].

С целью оценки влияния применения упругой диафрагмы на результаты измерений системы был проведен эксперимент по сравнению расчетных и измеренных величин давления, соответствующих различным уровням воды в мерном цилиндре. Схема прототипа измерительной системы представлена на рисунке 1.

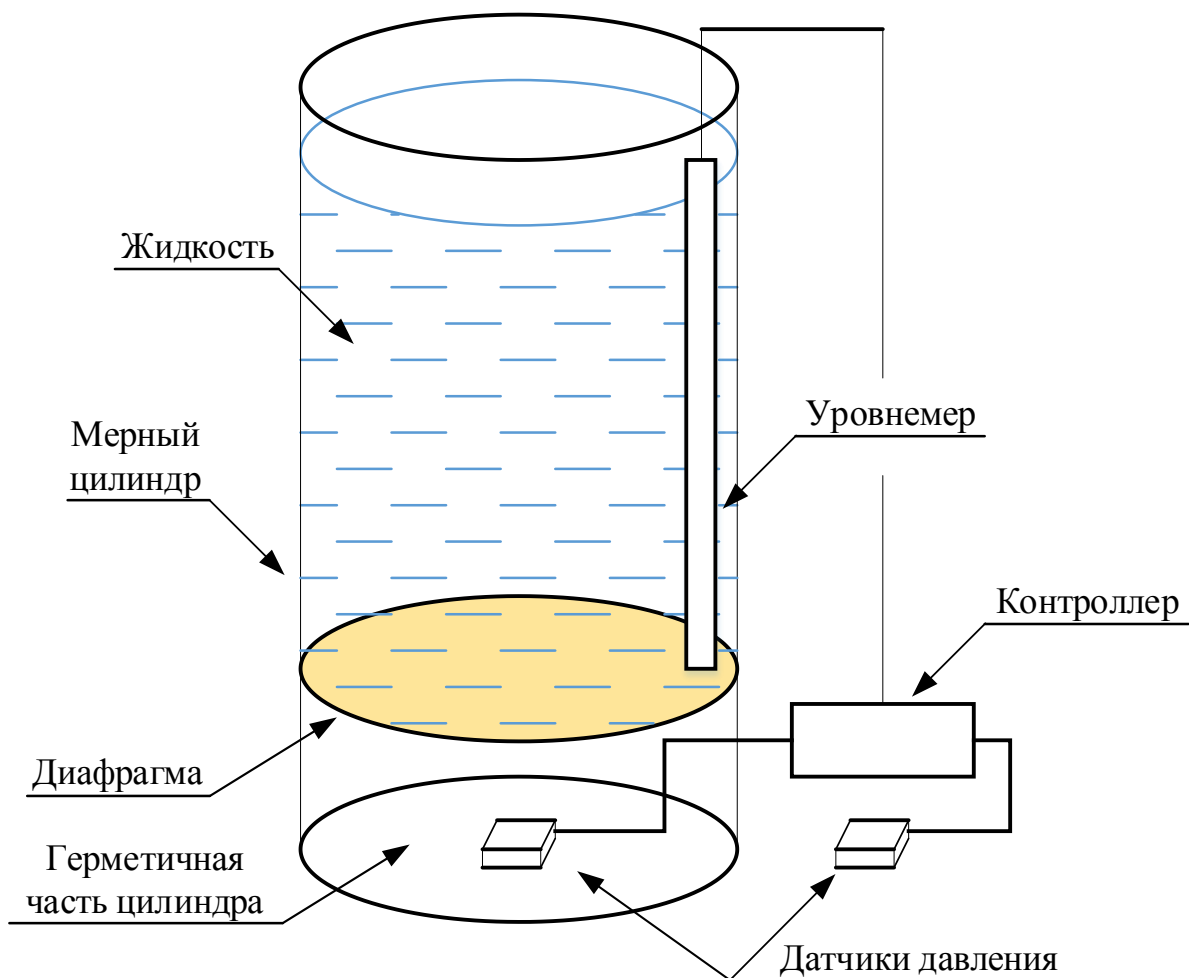


Рис. 1. Схема прототипа измерительной системы

С заданным шагом цилиндр заполнялся водой, при этом фиксировались показания датчика давления $P_{\text{расч}}$, расположенного внутри нижней герметичной части цилиндра. Для расчетных значений давления была определена относительная погрешность δP , вычислено ее среднее значение на всем диапазоне измерений $\delta P_{\text{ср.знач}}$. Данная погрешность была применена в качестве поправки к измеренным значениям давления $P_{\text{изм.исправл}}$. Результаты расчетов представлены в таблице 1, их графическое изображение – на рисунке 2.

Заключение

Как видно из рис. 2, использование упругой диафрагмы снижает результаты измерений давления в среднем на 7,12% относительно расчетных значений. Внесение данной поправки в показания прибора позволяет устранить влияние упругости диафрагмы из результатов измерений.

Таблица 1

$h_{\text{воды}}, \text{ см}$	$P_{\text{расч}}, \text{ Па}$	$P_{\text{измер}}, \text{ Па}$	$\delta P, \%$	$P_{\text{измер.исправл}}, \text{ Па}$
0	0,0	0,0	0,00	0,0
2	196,2	182,9	6,79	195,9
4	392,4	356,8	9,07	382,2
6	588,6	547,6	6,96	586,6
8	784,8	707,7	9,83	758,0
10	981,0	902,0	8,05	966,3
12	1177,2	1083,7	7,94	1160,9
14	1373,4	1280,3	6,78	1371,4
16	1569,6	1420,3	9,51	1521,5
18	1765,8	1644,5	6,87	1761,6
20	1962,0	1846,4	5,89	1977,9
22	2158,2	2026,1	6,12	2170,4
24	2354,4	2170,5	7,81	2325,1
26	2550,6	2361,3	7,42	2529,5
28	2746,8	2565,8	6,59	2748,5
30	2943,0	2700,5	8,24	2892,8
$\delta P_{\text{ср.знач}}, \%$			7,12	

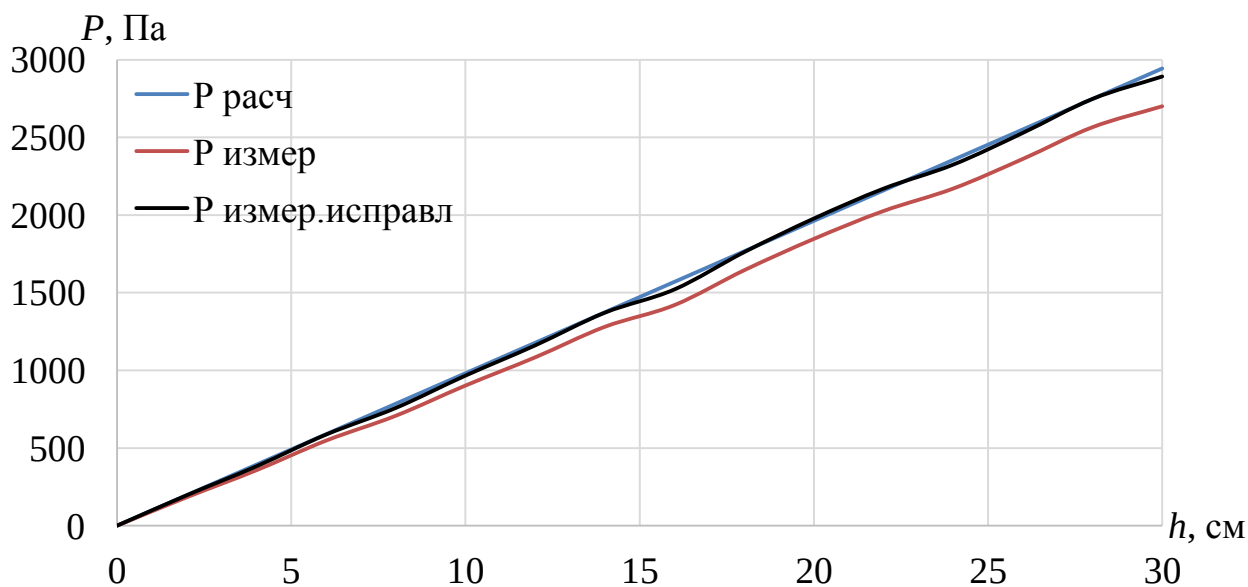


Рис. 2. Графическое изображение результатов эксперимента

Список использованных источников

1. Зайцев В.В. Алгоритм контроля герметичности внутренней полости безмасляного рабочего колеса // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов VII Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 12 мая 2020 г.; отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – С. 151–155.

2. Википедия – свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]:
Латекс. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9B%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%BA%D1%81>.

3. Сергеев, А. Г. Метрология : учебник и практикум для среднего профессионального образования / А. Г. Сергеев. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 2019. – 322 с.

В.Ю. Астапов

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ПЕРЕДАЧИ СИГНАЛОВ С ВРАЩАЮЩИХСЯ ЧАСТЕЙ ГИДРОАГРЕГАТА

This article describes a wireless device capable of transmitting information collected from sensors mounted on rotating parts of a hydraulic unit. In particular, the possibility of using this device for transmitting information about the size of the gap between the spoke and the rim of the hydrogenerator rotor is being considered.

Keywords: hydrogenerator, rotor, monitoring, clearance, sensor, wireless, system, connection, control.

Проблема

Большая часть гидроагрегата находится во вращении. При этом почти никакие механические параметры вращающихся частей не измеряются. Это вызвано невозможностью передачи информации кабелем (основным и самым надежным способом, применяемым на практике), через различные щеточно-контактные устройства (в виду больших погрешностей при измерении точных значений).

Тем не менее, практический интерес может, в частности, представлять измерение зазора между спицами и ободом ротора, т. к. в процессе эксплуатации гидрогенератора происходит ослабление радиального натяга между ободом и спицами ротора. Это проявляется в увеличении биения вала, выползании клиновых частей и шпонок, что в свою очередь влияет на ресурс отдельных элементов гидроагрегата и, как следствие, на надежность оборудования в целом.

Цель

Разработать устройство передачи сигналов с вращающихся частей гидроагрегата, способное, в частности, передавать данные о величине зазора между спицами и ободом ротора гидрогенератора на неподвижную точку сбора и анализа данных, надежно работающее в условиях его эксплуатации. Также предполагается использовать устройство для контроля других параметров гидроагрегата.

Актуальность

Контроль вращающихся частей гидроагрегата представляет большой практический интерес: сформировав перечень необходимых контролируемых параметров и применив описываемое далее устройство, можно будет иметь наиболее полное представление о характере работы оборудования, что

повышает надежность эксплуатации и приближает к возможности осуществления ремонтов по техническому состоянию.

Например, внедрение системы контроля зазора между спицами и ободом ротора гидрогенератора позволит оценивать качество проведения монтажа или ремонта ротора, а также определять необходимость проведения его перекалиновки при эксплуатации, что повышает надежность работы машины.

Радиальный натяг между спицами ротора и ободом создается горячей расклиновкой последнего [3]. Обод нагревают до необходимого перепада температур, что приводит к увеличению его радиуса, затем между ним и спицами вставляются клиновые шпонки. В процессе остывания обод распирается на клиньях – образуется натяг.

В процессе эксплуатации натяг ослабляется. Это вызывается действием центробежных сил при вращении ротора, усиливающихся при сбросах нагрузки. Также ослабление обуславливается выборкой зазоров между сегментами шихтованного обода и стяжными шпильками из-за недостаточной или неравномерной его опрессовки.

Контроль за натягом после монтажа, ремонта или во время эксплуатации можно осуществлять, измеряя зазор между ободом и спицами ротора (рисунок 1).

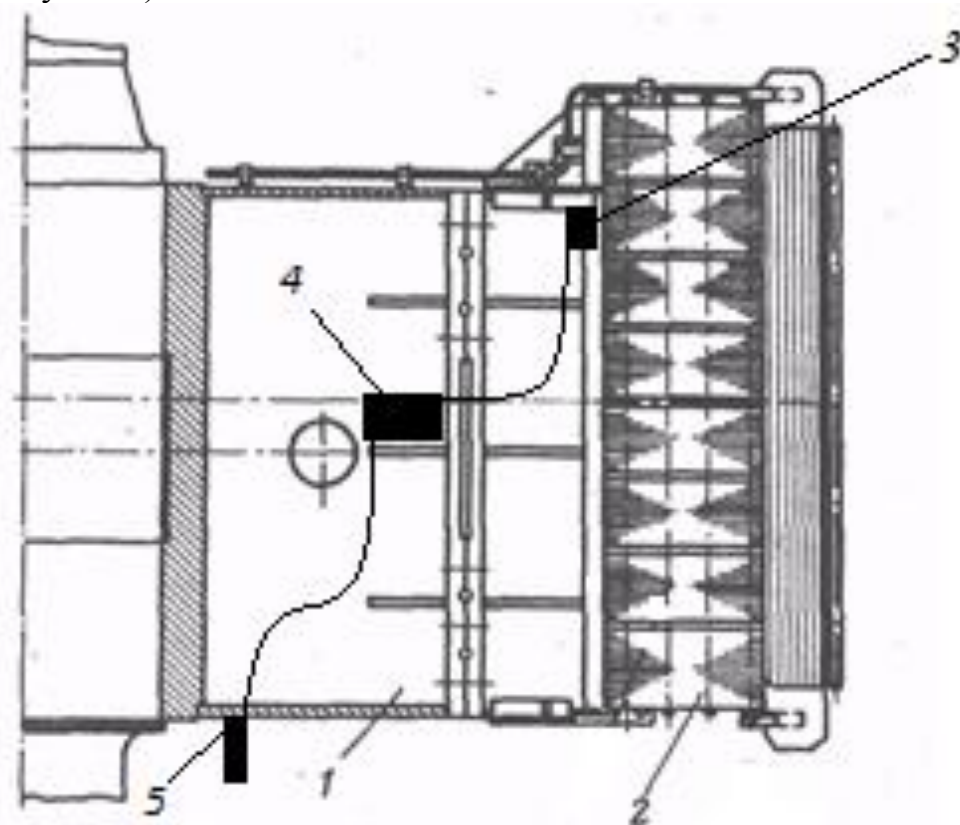


Рисунок 1. Место установки датчика

1 – спица ротора, 2 – обод, 3 – датчик расстояния, 4 – блок управления с аккумулятором, 5 – антенна

Датчик для непосредственного измерения зазора предполагается принять вихретоковым. Для передачи данных с вращающегося на роторе датчика может быть применена беспроводная система, описанная ниже. Должна быть возможность накопления и анализа измеренных значений.

Беспроводная система состоит из передатчика, к которому подключается датчик, и приемника, подключаемого к компьютеру.

Передатчик имеет радиомодуль [4] (рисунки 2, 3), работающий на частоте 2,4 ГГц и имеющий скорость передачи до 2 Мбит/с. Модуль может работать на одном из 128 каналов с шагом 1 МГц (частотная модуляция), что позволяет при необходимости выбрать наиболее «чистый от помех» канал.



Рисунок 2. Внешний вид радиомодуля

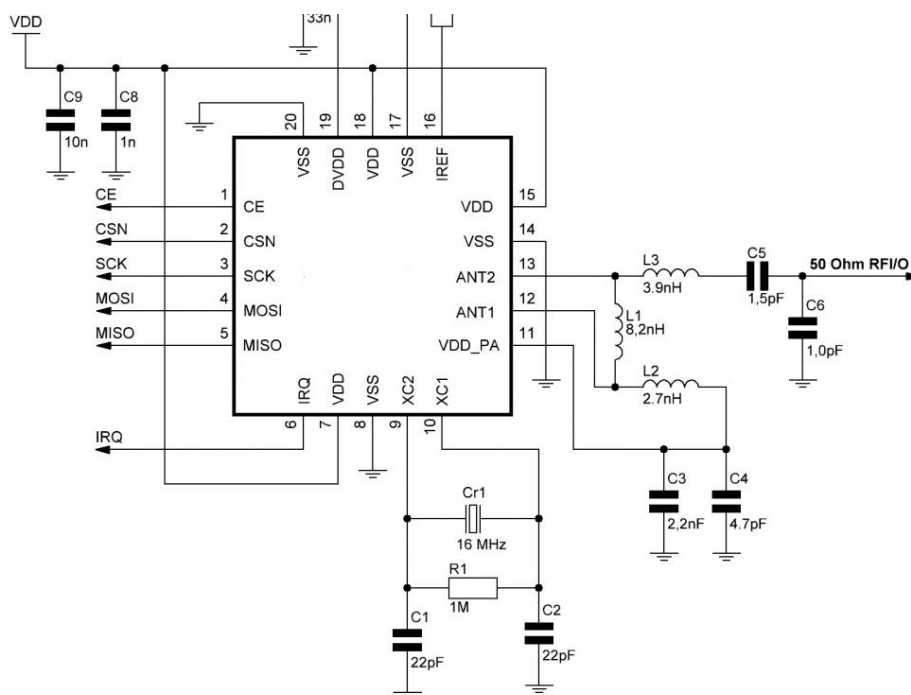


Рисунок 3. Электрическая схема радиомодуля

Радиомодулем управляет микроконтроллер [5] (рисунок 4), логика работы которого обеспечивается прошивкой с помощью программатора. К микроконтроллеру также подключается вихретоковый датчик PES-106 (VibroSystM) [6] (рисунок 5). Питание датчика осуществляется с помощью повышающего DC-DC преобразователя, напряжение на выходе которого равно 15 В. Питание всего передатчика осуществляется от аккумуляторной батареи из 10 литий-ионных аккумуляторов формата 18650 суммарной емкостью 34 А·ч.

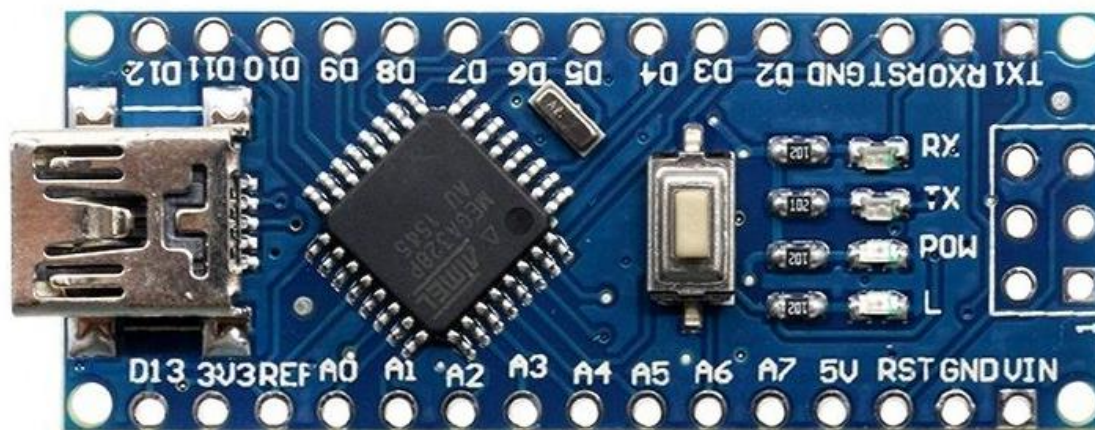


Рисунок 4. Плата с микроконтроллером



Рисунок 5. Внешний вид датчика PES-106

Приемник также имеет аналогичный радиомодуль и микроконтроллер, который подключается к компьютеру через USB. Приемник (рисунок 6) устанавливается в камере подпятника, предположительно на маслованне.

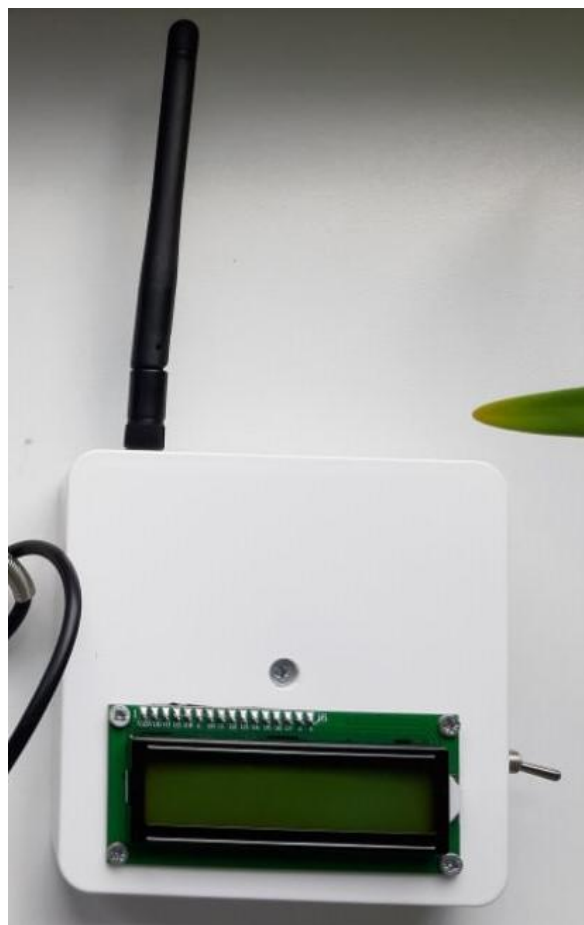


Рисунок 6. Прототип приемного модуля

Таким образом, при помощи датчика, установленного на спице ротора, измеряется величина зазора между ним и ободом. Измеренное значение обрабатывается по заданному алгоритму микроконтроллером и при помощи радиомодулей передается по отдельному частотному каналу на приемник. Информация архивируется в базе данных.

Проект на данный момент находится на стадии испытаний прототипа. Датчик PES-106 был откалиброван на специально изготовленном стенде. При калибровке в качестве мишени применялся блин из стали Ст20. Сам датчик закреплялся на штангенциркуле, стоящем на штативе перпендикулярно мишени. Вначале он максимально приближался к мишени, фиксировалось нулевое значение напряжения на аналоговом выходе, затем отдалялся на заданное с помощью штангенциркуля расстояние, измерялось значение на выходе. По полученному массиву данных была построена математическая модель, функция, по которой происходит пересчет сигнала в миллиметры.

Для передатчика сигнала (рисунок 7,8) написан программный код, предусматривающий следующий режим работы.



Рисунок 7. Передатчик



Рисунок 8. Передатчик

Микроконтроллер большую часть времени находится в режиме низкого энергопотребления, вся его неиспользуемая периферия отключена программно либо аппаратно. В определенный момент микроконтроллер «просыпается», подает напряжение на управляющую ногу транзистора, тем

самым подавая питание 15 В с DC-DC преобразователя на датчик PES-106, затем «будит» радиомодуль, также находящийся в режиме энергосбережения. Далее микроконтроллер считывает показания с датчика, отправляет их с помощью радиомодуля на приемник. Получив подтверждение отправки данных, МК вводит радиомодуль обратно в режим энергосбережения, закрывает транзистор и сам «засыпает» на оставшуюся часть секунды.

В режиме «покоя» (940 мс) приемник потребляет 3,2 мА, в режиме передачи, длящемся около 60 мс, – примерно 60 мА. Таким образом, средний ток потребления 3,5 мА. Без учета саморазряда аккумуляторной батареи хватит более чем на год. С учетом 20% годового саморазряда – на 300 дней. Ток потребления может быть дополнительно уменьшен применением более эффективного стабилизатора напряжения питания радиомодуля (минус 1,5 мА в режиме «покоя» и в работе), исключением внешнего программатора из платы микроконтроллера (минус 0,5 мА). Энергосбережение является одной из целей дальнейшей работы.

Заключение

В ходе экспериментов установлено, что схема позволяет передавать сигналы на расстояние не менее 15 метров с учетом наличия множества железобетонных и металлических препятствий, что моделирует условия для его работы в предполагаемом для установки месте.

В дальнейшем предполагается провести комплексные испытания прототипа непосредственно на гидроагрегате. Также ведутся работы по оптимизации программы для передатчика и приемника, оптимизации энергопотребления, формированию у приемника функций по архивированию данных.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009 Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 1. Общие методы. – Введ. 01.01.2011. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 12 с.
2. Брызгалов В. И. Контроль за оборотной вибрацией как метод распознавания технического состояния ротора гидрогенератора / Брызгалов В. И., Клюкач А. А. // Электрические станции. – 1997. – № 3.
3. К.С. Кравченко, И.О. Волкова, А.А. Клюкач Разработка метода контроля радиального натяга между спицей и ободом ротора гидрогенератора // Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов V Всероссийской научно-практической конференции / V Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке» (2018; 26.04 – 27.04; Саяногорск – Черемушки): Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2018. – С. 217-220. – ISBN 978-5-7638-3905-0.
4. Техническая спецификация радиомодуля [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.datasheet-pdf.com/PDF/nRF24L01-Datasheet-Nordic-829184> (дата обращения 10.03.2021).

5. Техническая спецификация микроконтроллера [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://arduino-kid.ru/sites/default/files/2019-04/ATmega328p.pdf> (дата обращения 10.03.2021).

6. Мануал датчика PES-106 компании «VibroSistM» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://library.vibrosystem.com/en/Datasheets/9631-09D2A-103.pdf> (дата обращения 10.03.2021).

¹Н.С. Данилова, ²И.Ю. Погоняйченко

1 – Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета,
г. Саяногорск, рп. Черемушки
2 – Филиал ПАО «РусГидро» -
Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»
г. Саяногорск, рп. Черемушки

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЕМ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

The article discusses the main strategies for managing the equipment of an electric power facility, their features, advantages and disadvantages, as well as the history of their development. It is proposed to introduce a risk-oriented approach to equipment management at power facilities. Within the framework of this approach, a sample of the division of equipment into systems and nodes is given, using the example of a power transformer. The directions of development of energy companies are shown, which contribute to the transition to a risk-oriented approach to the management of equipment of the electric power facility.

Keywords: risk, risk-oriented, equipment, maintenance, energy, energy facility, technical condition, maintenance strategy, failure, technical condition index, preventive maintenance, system, unit, method.

Организация системы управления оборудованием объекта электроэнергетики включает в себя выбор стратегии и определение методологии.

Первой в истории развития стратегий к управлению оборудованием электроэнергетики является стратегия эксплуатации до отказа (RTF – Run to Failure). Данный подход присущ для 20–30-х годов прошлого века. Уровень механизации промышленности был относительно невысоким. Вследствие этого отказы машин и их простои были не слишком важны для предприятий. При этом оборудование было простым и достаточно легко поддавалось ремонту. Достоинства и недостатки стратегии эксплуатации до отказа приведены в таблице 1.

Таблица 1. Достоинства и недостатки стратегии эксплуатации до отказа

Достоинства	Недостатки
1. Длительный межремонтный период. 2. Низкие затраты на содержание ремонтной службы.	1. Отсутствие возможности планирования ресурсов (финансовых, временных и др.), необходимых для выполнения ТОиР. 2. Большая продолжительность ТОиР. 3. Высокие затраты на устранение аварий.

Несмотря на указанные недостатки, для оборудования, имеющего низкую стоимость, отказ которого не приводит к нарушению нормального технологического процесса, а также к возникновению угрозы для окружающей среды, здоровья и жизни человека, данная стратегия может благополучно применяться и в настоящее время.

Обслуживание по регламенту или планово-предупредительный ремонт (ТВМ - Time-Based Maintenance) начал применяться в 50–60-х годах XX века. Это обусловлено увеличением количества механизмов и машин промышленных предприятий, повышением сложности самого оборудования, а также необходимостью продления срока службы оборудования, имеющего высокую стоимость. Вследствие этого применение стратегии эксплуатации до отказа оказалось нецелесообразным, т. к. привело к возникновению значительных потерь в результате отказов оборудования. Достоинства и недостатки стратегии обслуживания по регламенту приведены в таблице 2.

Таблица 2. Достоинства и недостатки стратегии обслуживания по регламенту

Достоинства	Недостатки
1. Низкое количество аварийных отказов. 2. Контроль продолжительности межремонтных периодов работы оборудования. 3. Регламентирование времени простоя оборудования в ремонте. 4. Прогнозирование затрат на ремонт оборудования, узлов и механизмов. 5. Анализ причин поломки оборудования.	1. Отсутствие удобных инструментов планирования ремонтных работ. 2. Трудоемкость расчетов трудозатрат. 3. Трудоемкость учета параметра-индикатора. 4. Сложность оперативной корректировки планируемых ремонтов. 5. Проведение ремонтов фактически исправного оборудования. 6. Принудительная замена деталей независимо от их остаточного ресурса.

Обслуживание по регламенту или планово-предупредительный ремонт (ППР) предполагает осуществление профилактических осмотров и ремонтов оборудования до наступления отказа, что приводит к улучшению технического состояния оборудования и снижению вероятности возникновения отказа. Периодичность и длительность мероприятий по обслуживанию оборудования зависят от конструкции оборудования и условий его эксплуатации.

В настоящее время стратегия ППР продолжает применяться на различных предприятиях, в первую очередь, для оборудования, отказ которого может привести к нарушению нормального технологического процесса и возникновению опасности для окружающей среды, здоровья и жизни человека. Однако этот подход считается недостаточно эффективным для организации системы ТОиР оборудования.

В 70–80-х годах XX века предполагалась стратегия технического обслуживания по состоянию. Данный подход подразумевает планирование обслуживания и ремонтов на основе фактического технического состояния

оборудования, которое определяется при помощи технических средств диагностики, мониторинга и прогнозирования состояния электрооборудования.

Достоинства и недостатки стратегии обслуживания по состоянию приведены в таблице 3.

Таблица 3. Достоинства и недостатки стратегии обслуживания по состоянию

Достоинства	Недостатки
1. Сокращение бюджета на техническое обслуживание и ремонт. 2. Продление сроков эксплуатации дорогостоящего оборудования. 3. Снижение количества отказов. 4. Снижение количества простоев оборудования.	1. Отсутствует единая отраслевая методология расчета индекса технического состояния отдельных групп оборудования и объектов электроэнергетики в целом исходя из реальных данных о располагаемых активах и интенсивности их эксплуатации. 2. Системы мониторинга технического состояния основного оборудования в большинстве генерирующих компаний не позволяют применять вид ремонта по техническому состоянию. 3. Отсутствует системная оценка и прогноз технического состояния производственного оборудования на основе данных мониторинга, статистики дефектов и отказов с целью прогнозирования уровня износа оборудования и вероятности наступления отказов.

Еще одним подходом к управлению оборудованием объекта электроэнергетики является RCM (Reliability-centered Maintenance – техническое обслуживание, ориентированное на надежность) – методология, позволяющая определить необходимые меры для того, чтобы каждая производственная система и ее элементы исполняли возложенную на них функцию в рамках производственного процесса.

Особенностью RCM является то, что принципы обслуживания оборудования должны определяться не только лишь параметрами и природой, но и последствиями отказа. Метод осуществления обслуживания, ориентированного на надежность, подразумевает определение и внедрение комплекса мер, необходимых для обеспечения гарантии того, что любой производственный объект будет продолжать выполнять функции, требуемые от него в текущих эксплуатационных условиях.

Выбор наиболее подходящего для конкретного узла вида воздействия можно осуществлять, руководствуясь диаграммой принятия решений в рамках RCM-анализа [1].

Диаграмму принятия решений применяют для классификации последствий отказов каждого вида, после чего выявляют наиболее подходящие и эффективные способы их предупреждения или ослабления последствий посредством выполнения определенных задач ТО.

Достоинства и недостатки надежно-ориентированного технического обслуживания приведены в таблице 4.

Таблица 4. Достоинства и недостатки надежно-ориентированного технического обслуживания

Достоинства	Недостатки
1. Возможность повышения надежности системы за счет применения более инициализированных операций ТО. 2. Возможность снижения общих затрат на ТО посредством более эффективного их планирования. 3. Выпуск полностью документированной аудиторской отчетности. 4. Возможность внедрения в будущем с относительно малыми усилиями процесса анализа и ревизии политики управления отказами. 5. Менеджеры, руководящие системой ТО, получают инструмент управления, обеспечивающий должный контроль и управление ею. 6. Персонал обслуживающих организаций лучше понимает стоящие перед ним цели, задачи и причины, по которым он обязан выполнять те или иные требуемые работы по ТО.	1. Необходимость наличия высококвалифицированного персонала. 2. Наименее очевидная стратегия для обслуживающего персонала. 3. Наибольшая зависимость от качества данных и информации, а также корректности их оценки.

Риск-ориентированная стратегия (RBM) представляет собой методологию, обеспечивающую определение целевого воздействия на производственные активы, основанное на оценке риска отказа оборудования с учетом прогнозируемых потерь и их значимостью для производства, для того чтобы каждая производственная система и ее элементы исполняли возложенную на них функцию в рамках производственного процесса.

Особенностью данного вида обслуживания является использование в анализе дополнительного параметра – вероятности отказов оборудования. Вероятность отказа является функцией технического состояния. Оценка технического состояния основного технологического оборудования представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (индекса технического состояния).

Индексом технического состояния является количественная оценка технического состояния оборудования или объекта электроэнергетики, которая определяется на основании фактических данных [2].

Совместное рассмотрение степени важности оборудования (как в стратегии обслуживания, ориентированного на надежность) и вероятности его отказа, которая может быть определена на основании имеющейся

статистики отказов либо экспертным методом, позволяет выявить уровень риска. Уровень риска позволяет определить оптимальные сроки и объемы ТОиР оборудования, а также ранжировать в порядке приоритетности их выполнения. Ранжированный список узлов позволяет направить необходимые ресурсы на выполнение работ именно на тех узлах оборудования, которые находятся в верхней части списка и характеризуются наивысшим значением приоритетности. Для проведения такого анализа необходимо разделить оборудование на системы, а системы – на узлы. Разбиение силового трансформатора на системы и узлы с указанием отказов представлено в таблице 5.

Таблица 5. Отказы узлов и систем силового трансформатора

Система	Узел	Отказы
Трансформатор	Бак трансформатора	Отказы, связанные с повреждениями бака
	Активная часть (магнитопровод)	Отказы, связанные с повреждениями магнитопровода
	Активная часть (обмотка)	Отказы, связанные с повреждениями обмоток
	Активная часть (главная изоляция)	Отказы, связанные с нарушением изоляции
	Вводы обмотки ВН Вводы обмотки НН	Отказы высоковольтных вводов
	Ввод нейтрали	Отказ ввода нейтрали
Вспомогательные системы	Система охлаждения	Отказ системы охлаждения
	Системы защиты трансформатора	Отказ системы защиты трансформатора
	Трубопроводы и арматура	Отказы, связанные с повреждениями трубопровода и арматуры

Методология планирования мероприятий ТОиР на основе риск-ориентированного подхода позволяет обосновать выбор мероприятий при планировании производственных программ.

Для количественного описания риска используется RPN – значение приоритетности риска, рекомендуемое стандартом [3]:

$$RPN = S \cdot O \cdot D,$$

где S – значение тяжести последствий, т. е. степени влияния отказа на систему или пользователя;

O – вероятность появления отказа для заданного или установленного периода времени;

D – значение обнаружения отказа.

Достоинства и недостатки обслуживания на основе оценки риска приведены в таблице 6.

Таблица 6. Достоинства и недостатки обслуживания на основе оценки риска

Достоинства	Недостатки
1. Сокращение бюджета на техническое обслуживание и ремонт. 2. Продление сроков эксплуатации дорогостоящего оборудования. 3. Снижение количества отказов. 4. Быстрая окупаемость затрат после внедрения системы. 5. Обеспечение высокой безопасности для людей и окружающей среды. 6. Формируется база данных для управления системой технического обслуживания. 7. Формируется база данных о вероятных отказах оборудования и рекомендации по их ликвидации и предупреждению.	1. Высокая стоимость организации мониторинга состояния актива в режиме реального времени. 2. Определение уровней риска и приоритетов — трудоемкий процесс, требующий наличия высококвалифицированного персонала. 3. Наименее очевидная стратегия для обслуживающего персонала. 4. Наибольшая зависимость от качества данных и информации, а также корректности их оценки.

Техническое обслуживание на основе оценки риска отличается от жестко регламентированного ППР (планово-предупредительный ремонт) тем, что возможен выбор вида организации ремонта с учетом оценки вероятности отказов оборудования. Это изменение закреплено в новых Правилах организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 25.10.2017 № 1013 [4]. В Правилах указано (п. 4 и 5), что субъектами электроэнергетики должен осуществляться выбор вида организации ремонта из двух возможных:

1. планово-предупредительный ремонт;
2. ремонт по техническому состоянию.

В России риск-ориентированный подход активно развивается в отдельных сферах государственного управления, но пока не имеет универсального вида. На начало 2016 года системы управления рисками использовались при осуществлении 12 видов федерального государственного контроля (надзора). Проверка риск-ориентированного подхода идет в пяти ведомствах: МЧС, Ростехнадзор, Роструд, Роспотребнадзор и ФНС (Федеральная налоговая служба) [5].

Одним из долгосрочных и среднесрочных технологических приоритетов инновационного развития Программы инновационного развития Группы РусГидро на 2020–2024 гг. с перспективой до 2029 года (ПИР Группы) является развитие риск-ориентированной модели управления объектами электроэнергетики на основе его технического состояния [6]. На текущий момент риск-ориентированный подход реализован в объеме расчета вероятностей отказа в соответствии с приказом МЭ №123 от 19.02.2019. Планируются мероприятия по обеспечению перехода к детализации моделей на уровне станций, а также по разработке классификатора базовых ущербов для использования в расчетах рисков в полном объеме [7].

Кроме того, ПАО «ФСК ЕЭС» утвердило в новой редакции положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе», одним из ключевых направлений которой является применение принципов автоматизированного риск-ориентированного управления активами [8].

Таким образом, в электроэнергетике России идет постепенное внедрение риск-ориентированного подхода к управлению активами. Внедрение данного подхода приведет к минимизации затрат на обслуживание оборудования, а также уменьшению численности обслуживающего персонала без увеличения аварийности оборудования.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения [Текст]. – Введ. 01.01.2011 – М.: Стандартинформ, 2009. – 12 с.
2. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ от 26.07.2017 г. № 676. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 274 с.
3. ГОСТ Р 51901.12-2007. Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. [Текст] – Введ. 01.09.2008 – М.: Стандартинформ, 2008. – 36 с.
4. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»: Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 – Москва.
5. Техкрантест [Электронный ресурс] – Загл. с титул. экрана. URL: <https://krantest.ru> (Дата обращения 10.02.2021).
6. Программа инновационного развития Группы РусГидро на 2020–2024 гг. с перспективой до 2029 года. – утв. протоколом Совета директоров ПАО «РусГидро» от 20.08.2020 г. № 312.
7. Бологов С.Н. Об использовании принципов риск-ориентированного управления при планировании технических воздействий ПАО «РусГидро». [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru> (Дата обращения 15.02.2021).
8. Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе (с изменениями на 08.11.2019 г.) – утв. протоколом Совета директоров ОАО «Россети» от 23.10.2013 г. № 138.
9. Антоненко И. Н. Методика приоритизации объектов обслуживания на основе оценки критичности отказов [Текст] // В мире неразрушающего контроля. – 2018. – №. 3. – с. 68–72.
10. Антоненко И. Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики // Энергоэксперт. – 2020. – №1. – С. 26–63.

В.А. Дружинин

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:

д-р. техн. наук, профессор **М.Ф. Носков**

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ АТ-3, АТ-4 ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ОРУ 330 КВ ПУТКИНСКОЙ ГЭС

The paper proposes a variant of technical re-equipment with the replacement of relay equipment AT-3, AT-4, 330 kV outdoor switchgear. A lot of equipment is outdated and requires, equipment going beyond the standard operating life means financial costs associated not only with capital investments for its replacement, but also with the cost of capital repairs, while maintaining the required reliability of the power distribution scheme (PTS) of power plants.

Keywords: modernization, outdoor switchgear, relay protection, re-equipment, financial costs, hydroelectric power plant, autotransformer, switches, protection kit, fiber optic communication line.

Введение

В настоящее время компоновка ОРУ-330 кВ Путкинской ГЭС выполнена по четырехугольной схеме, состоящей из двух секции. Существующая схема состоит из 4 воздушных выключателей и 12 разъединителей, четырех комплектов трансформаторов тока ТТ. Связь ОРУ-330 кВ Путкинской ГЭС с генерацией Путкинской ГЭС выполнена через автотрансформатор АТ-3 и автотрансформатор АТ-4. В данный момент планируется реконструкция ОРУ-330 кВ (переустройство силового оборудования) с переходом от четырехугольной схемы к схеме двух блоков (при этом выключатели 330 кВ автотрансформаторов АТ-3, АТ-4 будут установлены на РП-330 кВ «Борей»).

На 1-м этапе выполняется присоединение АТ-4 Путкинской ГЭС (ГЭС-9) к РП 330 кВ «Борей» с помощью ВЛ 330 кВ «Путкинская ГЭС – Борей №2» по схеме блока с выключателями 330 кВ на РП 330 кВ «Борей». АТ-3 Путкинской ГЭС (ГЭС-9) с выключателем ВЛ-393-I на ОРУ 330 кВ остается подключенным к ВЛ 330 кВ «Путкинская ГЭС – Лоухи №1». На 2-м этапе выполняется присоединение АТ-3 Путкинской ГЭС (ГЭС-9) к РП 330 кВ «Борей» с помощью ВЛ 330 кВ «Путкинская ГЭС – Борей №1» по схеме блока с выключателями 330 кВ на РП 330 кВ «Борей». РЗА каждого из автотрансформаторов АТ-3 и АТ-4 состоит из:

дифференциальной и газовой защит АТ; ДЗО сторон 330 кВ и 220 кВ АТ; КСЗ сторон 330 кВ, 220 кВ, 35 кВ АТ; общей ЗНФР стороны 330 кВ АТ. Выходные реле защит АТ-3 и АТ-4 действуют на отключение выключателей АТ сторон 330 кВ, 220 кВ и пуск УРОВ. Устройства РЗА присоединений ОРУ-330 кВ и ПА 330 кВ расположены в помещении ОПУ-330, находящегося на территории ОРУ-330 кВ.

Основная часть

АТ – автотрансформатор,

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки,

КСЗ – комплектная ступенчатая защита,

ЗНФР – защита от неполного фазного режима,

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя,

ПА – противоаварийная автоматика,

ОРУ – открытое распределительное устройство,

РЗА – релейная защита автоматика,

ОПУ – отдельный пункт управления,

ДЗЛ – дифференциальная защита линии,

ВЛ – воздушная линия,

УПАСК – устройств передачи аварийных сигналов и команд,

ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности,

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи.

Вследствие морально устаревших электромеханических реле, предлагается замена на более современную цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электроавтоматики, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные реле очень быстро занимают место электромеханических и микроэлектронных. Основными характеристиками микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических.

Основными причинами к модернизации служат:

- снижение процента отказов и неправильных действий ввиду непрерывного повышения уровня надежности комплектующих в мире, а также прогресса в технологиях заводского монтажа;
- снижение процента ошибочных действий персонала;
- сокращение расходов на строительство, монтаж, уменьшение габаритов, экономия кабелей;
- уменьшение затрат на аппаратную часть;
- улучшение контроля состояния и работы устройств РЗА и первичного оборудования, а также уменьшение времени на выяснение причин аварий за счет регистрации и записи аварийных процессов.

Проектом предусматривается для каждой из проектируемых ВЛ 330 кВ «Путкинская ГЭС – Борей №1» (№2) установка двух идентичных комплектов защит, выполненных на базе шкафа ШЭ2710 591591-61 Е2 производства НПП «ЭКРА». Каждый комплект защиты ВЛ выполняется на МП термине РЗА с функцией продольной ДЗЛ. ДЗЛ выполнена с пофазным сравнением токов и обеспечивает одно- и/или трехфазные отключения. Защита обладает характеристикой срабатывания с током торможения, устойчива к насыщению ТТ, а также имеет возможность мгновенного отключения при повреждениях с большим током КЗ. Передача текущих значений токов линии между полукомплектами по концам ВЛ осуществляется по двум ВОКС с использованием прямых волокон. Также каждый из терминалов РЗА имеет следующие функции:

- пятиступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и ступень ДЗ от однофазных КЗ на землю;
- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);
- возможность ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и аппаратуры приема-передачи сигналов по ВОЛС;
- токовая отсечка, токовая защита неселективная и одна ступень максимальной токовой защиты;
- однофазное АПВ двух линейных выключателей на двухконцевых ВЛ (функция не используется);
- контроль и диагностика отказов, осцилографирование аварийных процессов.

Чебоксарский концерн «ЭКРА» является отечественным лидером в производстве релейной защиты и автоматики. Цифровая защита этой фирмы имеет высокую стоимость, которая, впрочем, окупается высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. При внедрении МП следует учитывать, что энергообъекты являются источниками сильных электромагнитных полей и помех. Чувствительность МП устройств к помехам обычно выше, чем у традиционных электромеханических устройств РЗА. Поэтому для обеспечения нормальной работы МП устройств их размещение будет осуществлено в имеющемся здании ОПУ-330.

Также в пользу выбора оборудования данной компании можно озвучить, что оно используется на большинстве объектов генерации электрической энергии, в том числе на объектах ПАО «ТГК-1», конкретно на Палокоргской ГЭС. И по этому факту можно судить о качестве поставляемого оборудования компании «ЭКРА».

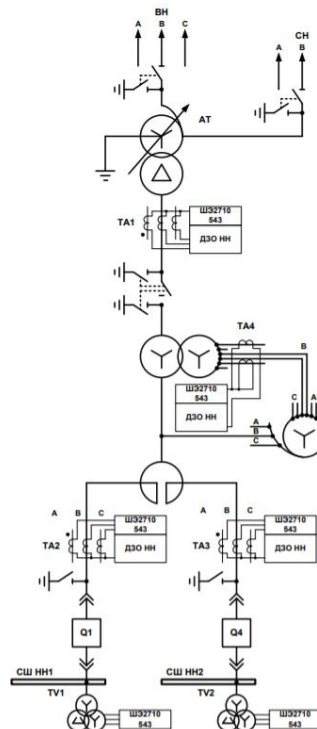


Рисунок 1. Шкаф ШЭ2710 591591-61 Е2 и схема подключения комплекта ШЭ2710 591591-61 Е2 к цепям переменного тока и напряжения



Рисунок 2. Оборудование комплектов РЗА ОПУ-330 кВ



Рисунок 3 – Пример, как могло бы выглядеть оборудование комплектов РЗА ОПУ-330 кВ

Предусматривается реализация связей РП-330 кВ «Борей» с АТ-3, АТ-4 Путкинской ГЭС (ГЭС-9) без использования выключателей на ОРУ-330 кВ Путкинской ГЭС (ГЭС-9), при этом отключение ЛЭП 330 кВ «Путкинская ГЭС – Борей №1, 2» будет осуществляться выключателями 330 кВ РП «Борей» и со стороны Путкинской ГЭС (ГЭС-9) выключателями 220кВ автотрансформаторов АТ-3, АТ-4, а также обходными выключателями 220кВ ОВ-1, ОВ-2. Также предусматривается передача сигналов телеотключения с запретом АПВ выключателей 330 кВ РП-330 кВ «Борей», через полуккомплекты ДЗЛ ЛЭП 330 кВ «Путкинская ГЭС – Борей № 1, 2», связанные между собой по ВОЛС. Данные сигналы телеотключения образуются при срабатывании следующих защит:

- защита АТ-3, АТ-4 (ДЗТ, ГЗ; ТНЗНП 330 кВ, ТНЗНП 220 кВ, МТЗ 330 кВ с пуском по U 220 кВ, ТНЗОП 330 кВ, защита от перегрева и прекращения циркуляции масла)

- АОПО АТ-3, АТ-4;
- ДЗО 330 кВ АТ-3, АТ-4;
- ДЗО 220 кВ АТ-3, АТ-4;
- ДЗО 35 кВ;
- УРОВ стороны 220 кВ АТ-3, АТ-4.

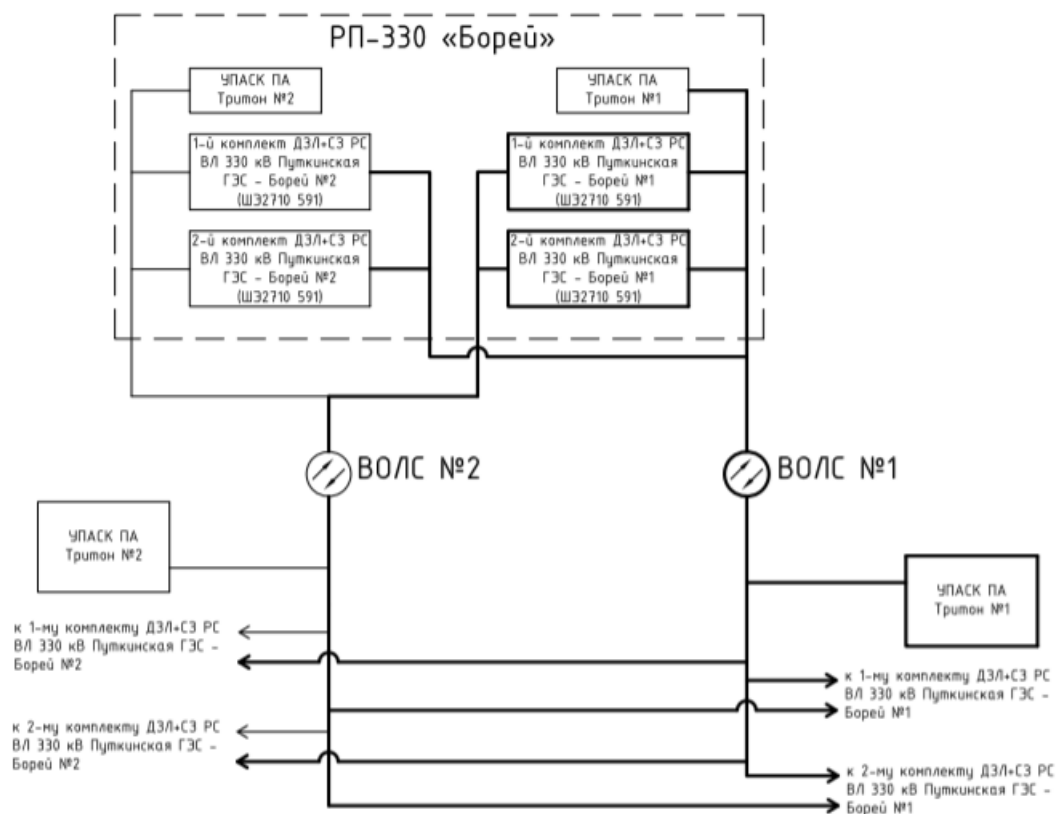


Рисунок 4. Структурная схема передачи сигналов РЗА, ПА между РП-330 «Борей» и Путкинской ГЭС

Список использованных источников

1. Инструкция по эксплуатации устройств РЗА и ПА присоединений ОРУ-330 кВ. Путкинской ГЭС.
2. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
3. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
4. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

**В.С. Лякин, А.В. Фролов,
С.Н. Черкасских, Н.А. Шевчук**
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
г. Москва

ЭКОНОМИЧНОСТЬ ГИДРОПРИВОДОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ УПРАВЛЕНИЯ

The article deals with a problem of improving the energy efficiency of hydraulic actuators of construction machines. A large number of construction machines are used in carrying out earthworks in the construction of hydroelectric power plants and increasing their efficiency is of great importance. The article discusses the issues of energy efficiency assessment of various versions of hydraulic actuators of construction machines, including adapted to load and velocity hydraulic actuators.

Keywords: construction machines, single-bucket excavator, hydraulic actuator, hydroelectric power plants, shuttle valve, load-applying pump, pump compensator, hydraulic cylinder, energy losses, energy efficiency.

Современное строительство гидротехнических сооружений характеризуется большими объемами работ, высокой стоимостью и длительными сроками строительства [1]. При возведении почти всех сооружений и на всех этапах строительства гидротехнических объектов присутствуют земляные работы. Они широко используются при разработке котлованов, отсыпки каменного банкета и грунта при перекрытии, благоустройстве территорий и во многих других случаях. Их объем достигает многих миллионов кубических метров грунта. Так при строительстве Волжской ГЭС им. Ленина потребовалось переработать 162 млн м³; на канале им. Москвы – 154 млн м³; на Братской ГЭС – 17,7 млн м³ [1]. Как следствие, общая стоимость земляных работ достигает 50% общей стоимости объекта [1].

При проведении земляных работ при строительстве гидротехнических сооружений широко применяется различная строительная техника. На рабочих площадках во время строительства гидростанций находится большой автопарк машин, таких, как экскаваторы, самосвалы, тракторы и прочие.

Для приведения в движение их рабочих органов наиболее часто используются электро- и гидроприводы. По сравнению с электроприводами последние обладают рядом преимуществ. Благодаря высокому давлению в гидросистеме они способны развивать значительные усилия на рабочих органах, характеризуются компактностью и отличаются высоким быстродействием. Это позволяет увеличить производительность земляных работ и повысить оборачиваемость капиталовложений. Кроме того,

использование гидроприводов позволяет избежать применения громоздкого канатно-блочного оборудования, характерного для электроприводов, что повышает надежность. Поэтому большинство строительных машин гидрофицированы.

Использование значительного парка строительных машин, имеющих гидропривод, делает актуальным рассмотрение вопросов, связанных с повышением его экономичности. При этом возможность снижения потерь энергии во многом определяется правильным выбором структуры гидропривода и обеспечением его оптимальной работы в типовых режимах.

Особенно важно решение этих вопросов для гидроприводов одноковшовых экскаваторов, обеспечивающих около 45% земляных работ [2]. Их рабочий цикл включает операции копания грунта, подъема ковша, поворота рабочего оборудования с поворотной платформой на разгрузку, разгрузки и поворота платформы в забой. При этом рабочие процессы, протекающие в гидроприводе, характеризуются существенной неравномерностью нагрузок на выходных звеньях и скоростей их движения.

Анализ циклограммы работы экскаватора показывает, что наиболее нагруженный режим копания грунта составляет небольшую долю от общей длительности цикла. Это означает, что большую часть времени не требуется высокое давление за насосом для выполнения необходимых операций. В то же время необходимый уровень давления определяется именно максимальными нагрузками. Это приводит к росту энергопотребления и увеличению потерь мощности для структур гидропривода, работающих при постоянном давлении. Возможность снижения энергопотерь связана с обеспечением изменения давления за насосом в зависимости от уровня нагрузки.

Выбор способа управления выходным звеном гидропривода следует осуществлять с учетом среднего за цикл КПД при выполнении типовой циклограммы работы. При выборе варианта управления важное значение имеет структурный КПД, обусловленный только организацией системы и не зависящий от применяемой элементной базы. Значение КПД может быть определено по выражению

$$\eta_{cp} = \frac{\int_0^T N_{пол}(t) \cdot dt}{\int_0^T N_{номп}(t) \cdot dt} = \frac{\int_0^T [N_c(t) + N_p(t) + N_k(t)] \cdot dt}{\int_0^T N_{номп}(t) \cdot dt}, \quad (1)$$

где T – длительность рабочего цикла; t – текущий момент времени; $N_{пол}$ – полезная мощность, определяемая выходными мощностями подсистем стрелы N_c , рукояти N_p и ковша N_k ; $N_{номп}$ – потребляемая насосом мощность. Величина потребляемой мощности рассчитывается по формуле

$$N_{номп}(t) = (p_n(t) - p_{сл}) \cdot Q_n(t), \quad (2)$$

где p_n – давление за насосом; $p_{сл}$ – давление слива; Q_n – подача насоса.

При работе экскаватора имеют место режимы с сопутствующей нагрузкой (например, опускание стрелы под действием собственного веса). В этом случае полезная мощность соответствующей подсистемы равна нулю, а выражение мощности принимает вид

$$N_c(t) = \begin{cases} R_c(t) \cdot v_c(t), & \text{при } R_c(t) \cdot v_c(t) > 0; \\ 0, & \text{при } R_c(t) \cdot v_c(t) \leq 0, \end{cases} \quad (3)$$

где R_c – усилие, развиваемое гидроцилиндром стрелы (положительное значение соответствует встречной нагрузке); v_c – скорость движения поршня гидроцилиндра стрелы.

Аналогично для подсистем рукояти и ковша мощности рассчитываются по выражениям

$$N_p(t) = \begin{cases} R_p(t) \cdot v_p(t), & \text{при } R_p(t) \cdot v_p(t) > 0; \\ 0, & \text{при } R_p(t) \cdot v_p(t) \leq 0, \end{cases} \quad (4)$$

$$N_k(t) = \begin{cases} R_k(t) \cdot v_k(t), & \text{при } R_k(t) \cdot v_k(t) > 0; \\ 0, & \text{при } R_k(t) \cdot v_k(t) \leq 0, \end{cases} \quad (5)$$

где R_p , R_k – усилие, развиваемое гидроцилиндрами рукояти и ковша; v_p , v_k – скорость движения поршней гидроцилиндров рукояти и ковша.

Полезная мощность, определяемая в соответствии с формулами (3), (4) и (5), не зависит от используемой структуры гидропривода, а определяется только требуемыми движениями рабочих органов экскаватора в процессе выполнения типовой циклограммы работы и преодолеваемыми нагрузками. Для ее расчета были сформированы типовые траектории движения ковша экскаватора при копании стрелой. На их основе, в результате решения обратной задачи кинематики были определены обобщенные координаты стрелы, рукояти и ковша как функции времени. Это позволило рассчитать скорости движения штоков соответствующих гидроцилиндров.

При проведении динамического расчета был использован метод кинетостатики, основанный на принципе Д'Аламбера, и определены усилия на выходных звеньях гидроцилиндров стрелы, рукояти и ковша. Расчет усилия на рабочем органе при копании $R_{кон}$ был проведен на основании методики А.Н. Зеленина [3, 4], в соответствии с которой касательная составляющая усилия сопротивления груза на направление движения рабочего органа определяется как

$$R_\tau = C_y \cdot h^{1,35} \cdot (1 + 2,6 \cdot b) \cdot (1 + 0,0075 \cdot \delta) \cdot Z, \quad (6)$$

где C_y – число ударов динамического плотномера; h – глубина резания грунта, см; b – длина горизонтальной режущей кромки ковша, м; δ – угол резания, град; Z – коэффициент, учитывающий влияние зубьев. Нормальная составляющая сопротивления грунта копанию рассчитывается в соответствии с выражением

$$R_n = \varphi \cdot R_r, \quad (7)$$

где значение коэффициента φ выбирается из диапазона $0,1 \dots 0,6$.

В качестве примера на рис. 1 приведены результаты расчета зависимостей скорости движения поршня гидроцилиндра ковша $v_k(t)$ и усилия на штоке поршня гидроцилиндра ковша $R_k(t)$ от времени.

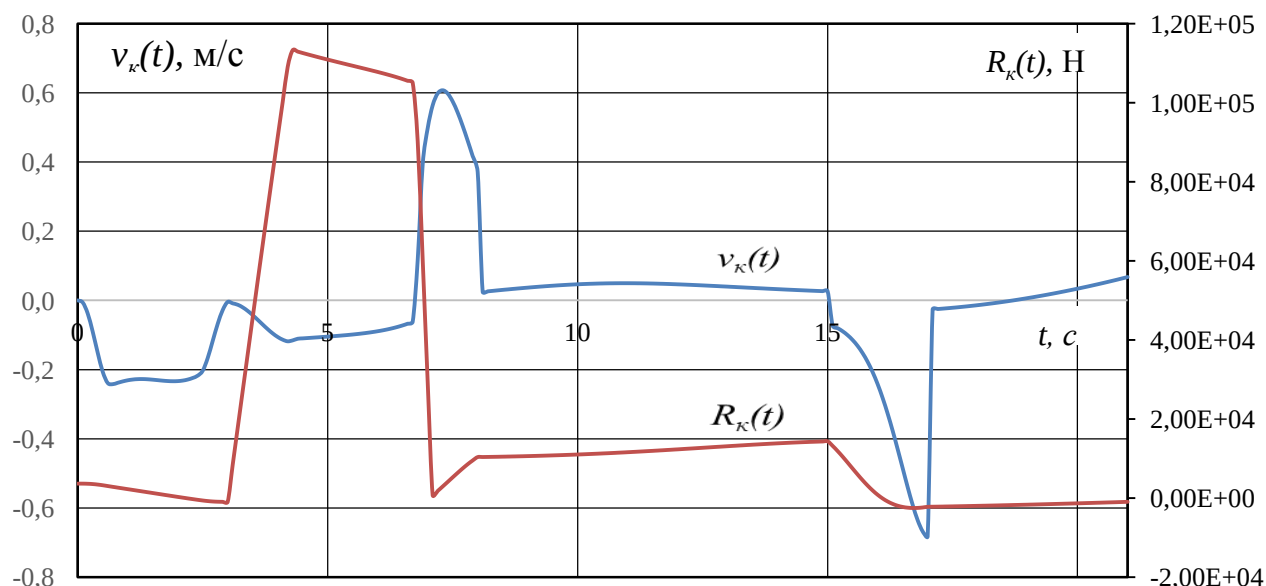


Рис. 1. Зависимости скорости движения поршня гидроцилиндра ковша и усилия на штоке поршня гидроцилиндра ковша от времени

На рис. 2 представлена упрощенная принципиальная схема гидропривода экскаватора с дроссельным управлением. В его состав входят гидроцилиндры ГЦ1, ГЦ2 и ГЦ3, обеспечивающие перемещение стрелы, рукояти и ковша соответственно.

Особенностью данного варианта является использование насоса Н1 постоянной подачи Q_n и напорного клапана КН1, работающего в переливном режиме. При изменении скоростей движения поршней меняется расход Q , поступающий в систему. Излишек подачи насоса сливается через клапан КН1, формируя расход $Q_{кл}$.

Давление за насосом поддерживается постоянным клапаном КН1 в соответствии с его настройкой $p_{кл}$. Поэтому для приведенной схемы дроссельного управления потребляемая мощность не изменяется и ее значение равно

$$N_{потр}(t) = Q_n \cdot (p_{кл} - p_{сл}), \quad (8)$$

где $p_{сл}$ – давление слива.

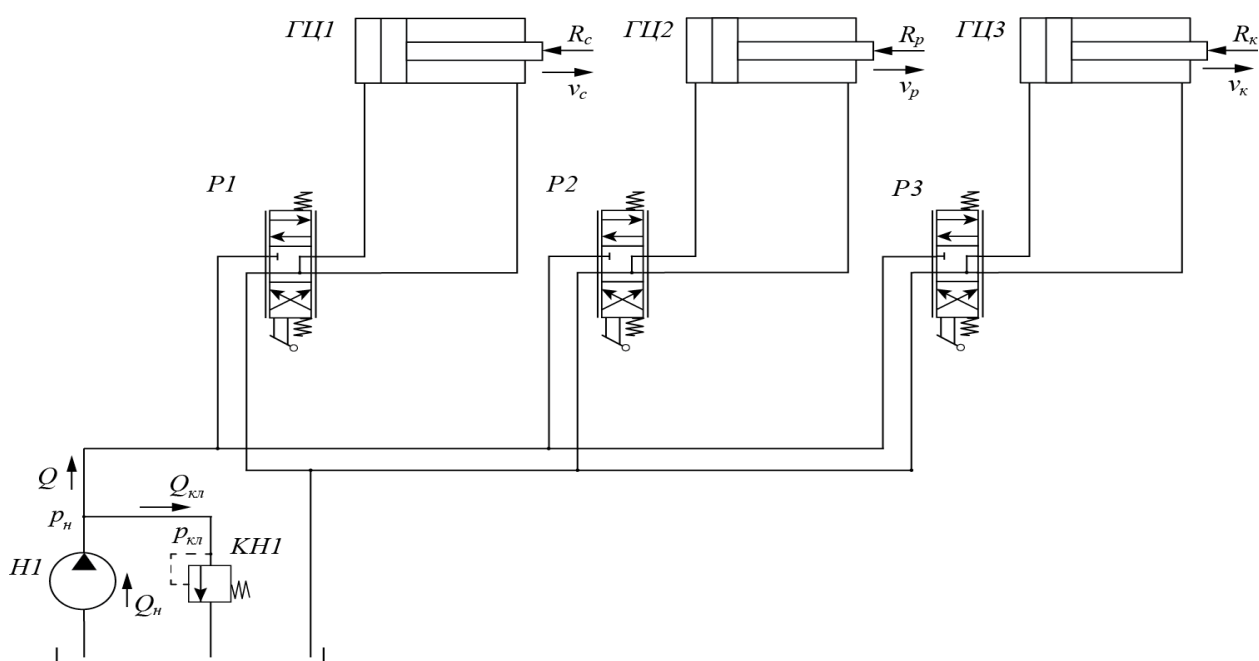


Рис. 2. Гидропривод дроссельного управления

Возможность снижения энергопотерь при использовании дроссельного управления связана с обеспечением изменения давления за насосом в зависимости от уровня нагрузки. Подобные системы получили название систем с LS (load sensing)-регулированием. Принципиальная гидравлическая схема дроссельного гидропривода с LS-регулированием приведена на рис. 3.

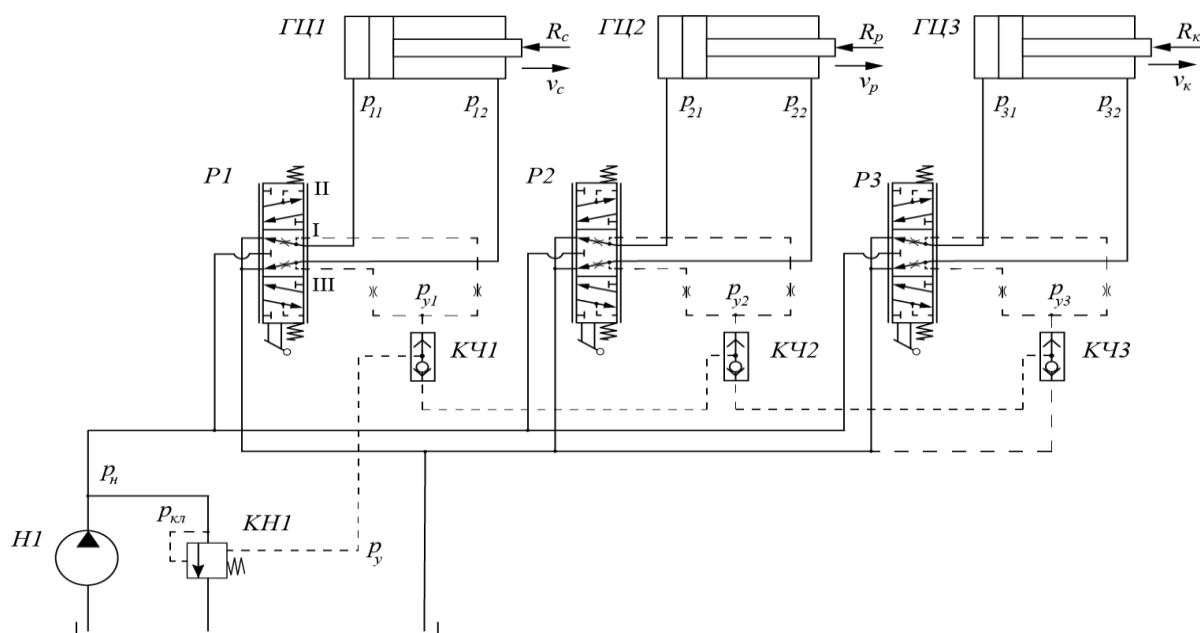


Рис. 3. Дроссельный гидропривод с LS-регулированием

В процессе работы направляющие распределители P1, P2, P3 и челночные клапаны КЧ1, КЧ2, КЧ3 обеспечивают формирование давления p_y , управляющего напорным клапаном, в соответствии с максимальной нагрузкой на поршнях гидроцилиндров стрелы, рукояти и ковша. Так, для перемещения поршня гидроцилиндра стрелы вправо направляющий распределитель P1 переключается в положение II. При этом линия управления соединяется с поршневой полостью гидроцилиндра, связанной с линией нагнетания через распределитель P1. Формируемое подсистемой стрелы давление управления p_{y1} равно давлению в левой полости гидроцилиндра $p_{y1} = p_{11}$.

При переключении направляющего распределителя P1 в положение III поршень гидроцилиндра движется влево, а с линией нагнетания оказывается связана штоковая полость гидроцилиндра. В указанном положении распределителя линия управления соединяется со штоковой полостью гидроцилиндра. В этом случае давление управления подсистемы стрелы p_{y1} равно давлению в правой полости гидроцилиндра $p_{y1} = p_{12}$.

Таким образом, при движении поршня линия управления подсистемы стрелы всегда связана с напорной гидролинией через направляющий распределитель. При неподвижном поршне в положении I направляющего распределителя P1 линия управления соединена со сливом. Итоговое значение управляющего давления подсистемы стрелы равно:

$$p_{y1} = \begin{cases} p_{cl}, & v_c = 0; \\ p_{11}, & v_c > 0; \\ p_{12}, & v_c < 0. \end{cases} \quad (9)$$

Расчетные значения давлений p_{11} и p_{12} могут быть определены исходя из уравнения баланса сил на поршне гидроцилиндра и уравнений расхода через дроссельные щели направляющего распределителя.

Аналогично формируются управляющие давления подсистем рукояти p_{y2} и ковша p_{y3} . Челночные клапаны КЧ1, КЧ2 и КЧ3 обеспечивают выбор максимального значения из этих трех давлений и давления слива и формируют управляющее напорным клапаном КН1 давление p_y в соответствии со следующей зависимостью:

$$p_y = \max\{p_{y1}; p_{y2}; p_{y3}; p_{cl}\}. \quad (10)$$

Обычно давление за насосом, поддерживаемое напорным клапаном КН1, превышает давление управления на величину Δp_{LS} . Поэтому

$$p_n = p_y + \Delta p_{LS}. \quad (11)$$

Для расчета потребляемой мощности по известным нагрузкам $R_c(t)$, $R_p(t)$ и $R_k(t)$ рассчитываются давления в полостях гидроцилиндров $p_{11}(t)$, $p_{12}(t)$, $p_{21}(t)$, $p_{22}(t)$, $p_{31}(t)$ и $p_{32}(t)$. Далее по формулам (9) и (10)

определяются давление управления $p_y(t)$ и давление за насосом $p_n(t)$. Значения потребляемой мощности рассчитываются по выражению

$$N_{номр}(t) = Q_n \cdot (p_n(t) - p_{сл}). \quad (12)$$

Поскольку скорости движения поршней гидроцилиндров стрелы, рукояти и ковша сильно меняются на протяжении рабочего цикла, целесообразно использовать схему с машинно-дрессельным управлением [5], представленную на рис. 4. В ее состав входит насос переменной подачи Н1. Регулятор насоса обеспечивает подачу насоса, соответствующую требуемому расходу Q в системе. Поэтому $Q_n = Q$, а необходимость в переливном клапане отпадает. Это приводит к снижению потребляемой мощности и увеличению энергоэффективности. В приведенной схеме регулятор насоса поддерживает постоянное давление за насосом в соответствии с его настройкой p_p .

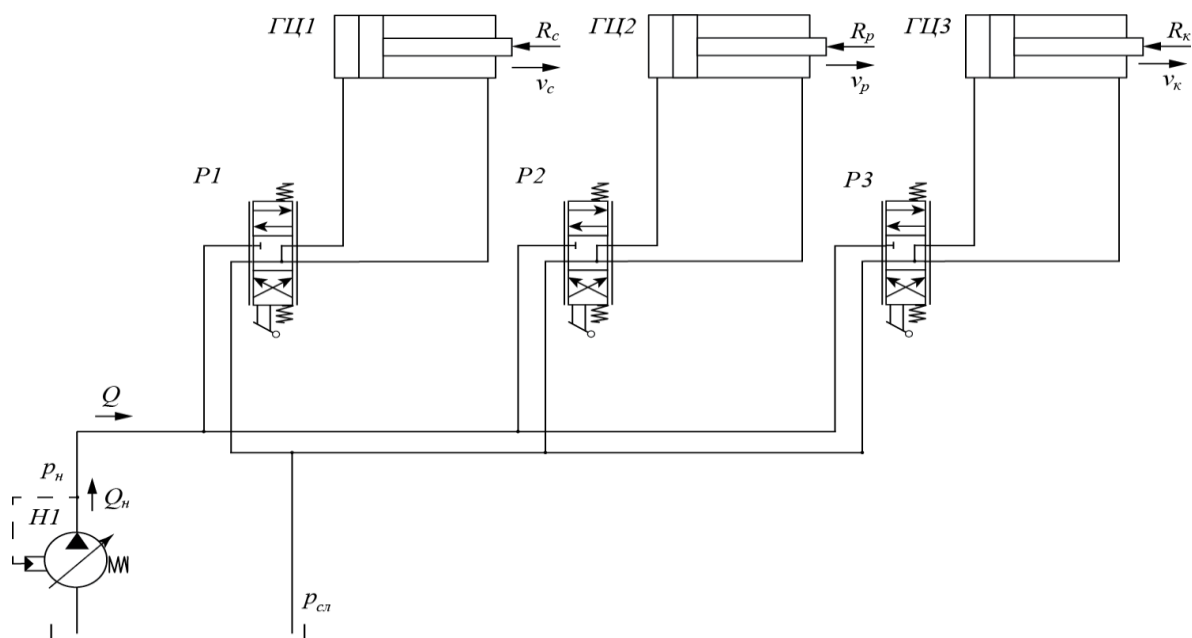


Рис. 4. Гидропривод машинно-дрессельного управления

Потребляемая мощность для данного варианта определяется по выражению

$$N_{номр}(t) = Q(t) \cdot (p_p - p_{сл}). \quad (12)$$

Значение требуемого расхода $Q(t)$ находится исходя из полученных в ходе решения обратной задачи кинематики скоростей движения поршней гидроцилиндров стрелы v_c , рукояти v_p и ковша v_k .

Работа гидропривода с машинно-дрессельным управлением характеризуется постоянным значением давления за насосом вне зависимости от нагрузок на выходных звеньях гидроцилиндров. Для снижения энергопотребления при незначительных нагрузках данная схема может быть

дополнена контуром управления по нагрузке. Принципиальная гидравлическая схема машинно-дроссельного гидропривода с LS-регулированием приведена на рис. 5. Данный вариант реализует сокращение энергопотребления как при уменьшении нагрузки, так и при снижении скоростей движений поршней гидроцилиндров. Потребляемая мощность при этом может быть рассчитана следующим образом:

$$N_{номр}(t) = Q(t) \cdot (p_n(t) - p_{сл}), \quad (13)$$

где давление за насосом $p_n(t)$ определяется аналогично случаю использования дроссельного гидропривода с LS-регулированием.

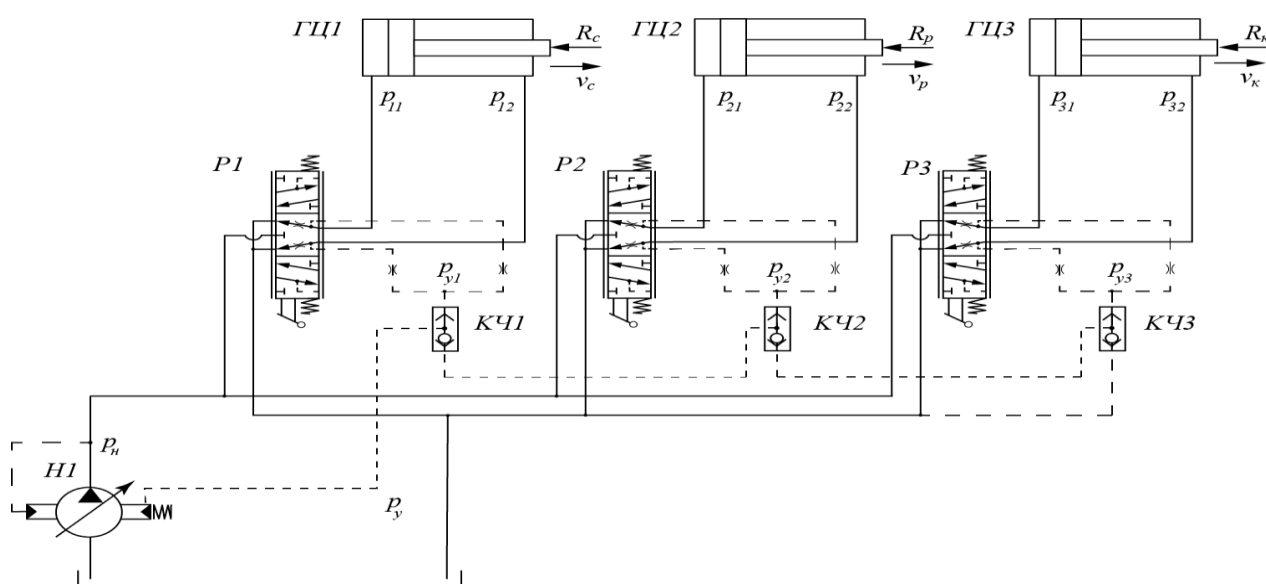


Рис. 5. Машинно-дроссельный гидропривод с LS-регулированием

Проведенные расчеты показали наличие существенной неравномерности нагрузок и скоростей движения выходных звеньев гидроцилиндров при выполнении типовой циклограммы работы. Так, кратковременные максимальные значения нагрузок в 20 раз превышают средние значения, а максимальные значения скоростей движения поршней гидроцилиндров больше средних в 6 раз. Это приводит к низкой эффективности гидроприводов с дроссельным управлением.

Использование гидроприводов с машинно-дроссельным управлением позволяет в 7 раз снизить энергопотребление за цикл. Это дает годовой экономический эффект для гидропривода мощностью 24 кВт в размере 520 тысяч рублей. Введение дополнительного управления по нагрузке позволяет увеличить энергоэффективность в 3–4 раза. Для гидропривода с машинно-дроссельным управлением мощностью 24 кВт реализация данного мероприятия приводит к годовому экономическому эффекту 420 тысяч рублей.

Список использованных источников

1. Телешев В.И., Ватин Н.И., Марчук А.Н., Комаринский М.В. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы. Учебник для вузов. – М.: Издательство АСВ, 2012. – 488 с.
2. Расчет землеройных машин : учеб. пособие /С.А. Шемякин, А.В. Лещинский. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2014. – 55 с.
3. Беркман И.Л., Раннев А.В., Рейш А.К. Универсальные одноковшовые строительные экскаваторы. – М.: Высшая школа, 1977. – 384 с.
4. Чижик Е.И. Машины для землеройных работ. – Могилев: БРУ, 2005. – 250 с.
5. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы: Учебник для машиностроительных вузов / Т.М. Башта, С.С. Руднев, Б.Б. Некрасов и др. – М.: «Издательский дом Альянс», 2010. – 423 с.

С.С. Осипова

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ДИАГНОСТИКА ГИДРОАГРЕГАТА ПО ВИБРАЦИИ ОБОРОТНОЙ ЧАСТОТЫ

This article discusses the diagnostics of a hydraulic unit by vibration of the reverse frequency. For reliable and safe operation of hydroelectric power plant equipment, it is necessary to determine changes in the condition of the equipment in a timely manner. The technical condition of the equipment is largely determined by its vibration state. It follows that one of the most important tasks of modern power engineering is to control the vibration state of the hydraulic unit. Increased vibration is an indicator of existing defects, leads to accelerated wear of equipment, and can also lead to failure of critical elements and components of the equipment.

Keywords: hydrogenerator, monitoring, vibration control system, vibrations, frequency, measurements, problems of vibration, condition of the equipment, vibration sensors, frequency of rotation, causes of vibration, harmonics.

Для надежной и безопасной работы энергетического оборудования ГЭС необходимо своевременно определять изменения состояния оборудования. Техническое состояние оборудования в значительной степени определяется его вибрационным состоянием. Из чего следует, что одной из важнейших задач современной энергетики является контроль вибрационного состояния оборудования. Отклонение значений вибрации от нормальных может являться показателем имеющихся дефектов, что приводит к ускоренному износу оборудования, к выходу из строя ответственных элементов и узлов оборудования, ослаблению крепления болтов подпятника, перегреву подшипников и многим другим серьезным дефектам.

Именно поэтому тема исследования вибрационного состояния как гидроагрегата в целом, так и отдельных узлов актуальна и на настоящий день, так как ориентирована на повышение надежности эксплуатации оборудования и предупреждение аварийных ситуаций.

Вибрации оборотной частоты – это вибрации, частота колебаний которых совпадает с частотой вращения ротора гидроагрегата. Основными частотными составляющими в вибрациях опорных узлов агрегата являются колебания оборотной частоты. Эта вибрация возникает наиболее часто под действием центробежной силы, в случае когда центры тяжести отдельных сечений ротора не совпадают с его линией вращения. Неуравновешенность

ротора, так называемый небаланс, может возникнуть из-за различных дефектов монтажного, конструктивного или эксплуатационного характера.

К основным причинам возникновения вибрации относят силы следующих происхождений:

- механические (смещение отдельных сечений относительно оси вращения, к примеру, изгиб вала, слабое крепление опорных деталей гидроагрегата и др.);

- электрические (овальность формы ротора, неравномерность воздушного зазора гидрогенератора);

- гидравлические (гидравлический небаланс, связанный с увеличением расхода воды, поступающей на рабочее колесо, образование вихрей в камере рабочего колеса или в направляющем аппарате и др.).

Появление каждой из вышеперечисленных сил вызывается различными обстоятельствами, которые при обнаружении должны быть как можно быстрее устранены. Для проведения оценки вибрационного состояния гидроагрегата применяют датчики вибрационного контроля, позволяющие обнаружить появление отклонений в нормальном состоянии гидроагрегата на начальном уровне.

Для проведения оценки вибрационного состояния наибольшее распространение получили следующие методы:

- измерение общего уровня вибрации;
- спектральный анализ.

Спектральный анализ является основным методом вибродиагностики. Этот метод обработки сигналов позволяет выявить частотный состав сигнала. Анализируя спектрограммы, в виде которых представляются результаты спектрального анализа, можно сделать выводы об этапе развития повреждений. К примеру, анализируя спектрограммы виброускорения, можно сделать вывод о начальном развитии повреждений, а анализ спектрограмм виброскорости выявляет уже более развитые повреждения. Спектральный анализ может быть проведен по основным составляющим спектрального сигнала, например, по оборотной частоте, субгармоникам, резонансным частотам, негармоническим колебаниям и т.д. Под оборотной частотой понимают частоту вращения вала гидроагрегата, которая является первой гармоникой. На рисунке 1 представлено графическое изображение гармонических составляющих вибросигнала при небалансе ротора.

Количество и амплитуда гармоник указывают на уровень повреждения оборудования. Хорошее состояние оборудования определяется низким уровнем доминирующей составляющей оборотной частоты, т. е. первой гармоникой, а также существованием гармоник малой амплитуды (рисунок 2).

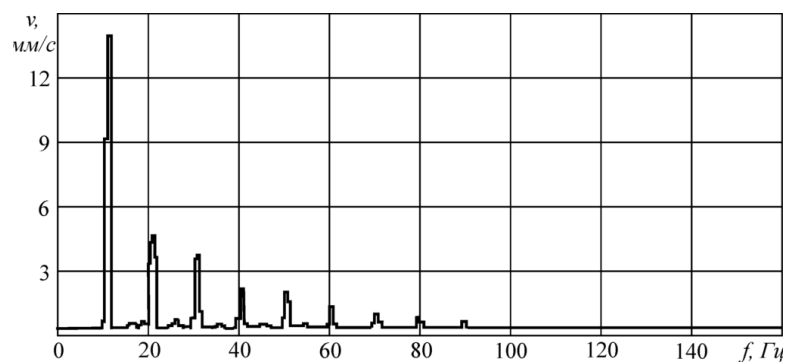


Рисунок 1. Гармонические составляющие вибросигнала

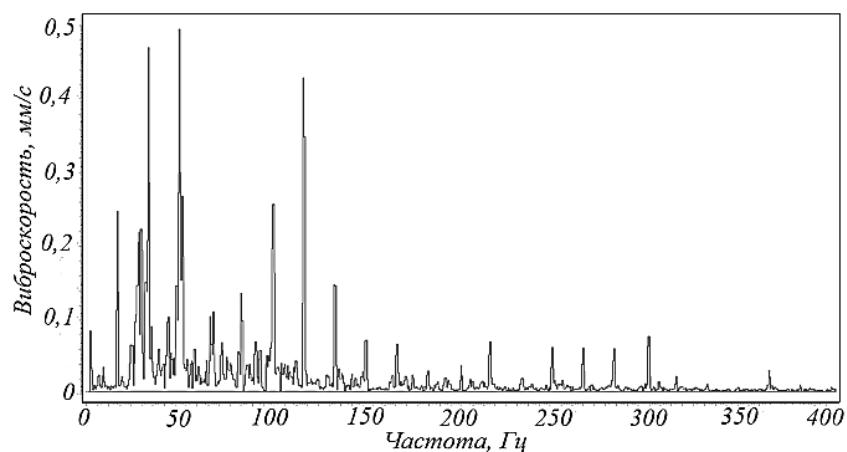


Рисунок 2. Хорошее состояние оборудования

При появлении большого количества гармоник с преобладанием полутонных, можно сделать вывод о переходе состояния оборудования с хорошего на средний уровень повреждений. В этом случае требуется замена деталей (рисунок 3).

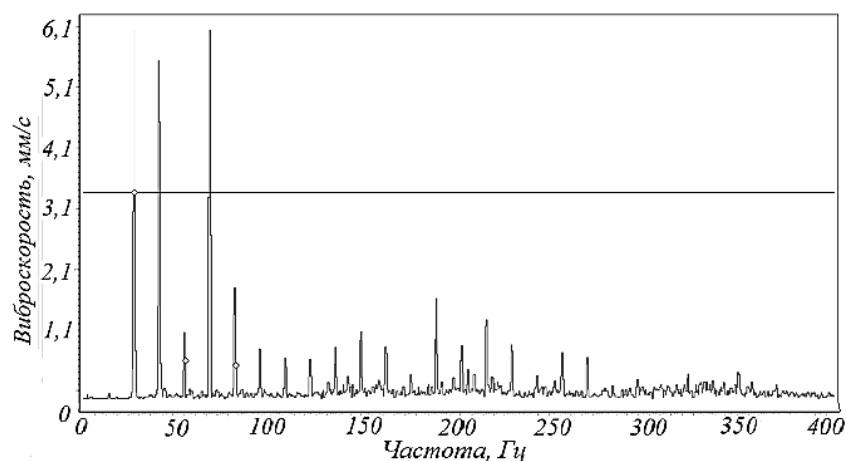


Рисунок 3. Среднее состояние оборудования

Для нормализации вибрационного состояния необходимо провести работы по устранению возмущающих сил. Для этого необходимо выполнить следующие операции:

- восстановление или замену поврежденных деталей генератора;
- центровку ротора с учетом изменений, возникших в процессе эксплуатации;
- обеспечение нормальных зазоров между ротором и статором с целью исключения задеваний;
- балансировку ротора (эрозионный износ, релаксационный прогиб);
- обеспечение нормальных натягов и зазоров по всем насадным деталям, по подшипникам и другим опорным деталям;
- правку и балансировку вала при наличии остаточного прогиба;

Контроль вибрационного состояния может осуществляться оперативным персоналом, группой специально обученных специалистов (к примеру, служба мониторинга оборудования), либо автоматически, получая информацию со стационарных систем виброконтроля, которые ведут непрерывную диагностику, мониторинг, а также прогноз состояния контролируемого оборудования.

Группа специалистов осуществляет мониторинг и контроль вибрации путем наблюдения за текущими показаниями вибрации, анализируя их с теми, что были получены ранее, в результате проведенных испытаний. В результате проведения вибрационных испытаний должны быть сделаны выводы о состоянии испытанного оборудования. Состояние оборудования может быть определено как работоспособное, неработоспособное, предельное.

Согласно требованиям СТО РусГидро [2], датчики измерения значений вибрации должны быть размещены в следующих местах:

- корпус направляющего подшипника гидротурбины;
- корпус направляющего подшипника гидрогенератора (верхняя и нижняя крестовины);
- корпус статора гидрогенератора;
- опоры подпятника;
- крышка турбины.

К некоторым проблемам проведения оценки вибрационного состояния можно отнести следующие:

- сложность установки датчиков вследствие труднодоступности мест размещения датчиков;
- непригодность среды места установки датчика для его длительной работы (к примеру, возникновение коррозии на датчике контроля);
- достаточно большое количество устанавливаемых датчиков.

Измерения вибрации обратной частоты проводят при работе гидрогенератора в установившемся режиме, изменяя нагрузку, и на холостом ходу при номинальном возбуждении. По завершении оценки вибрационного состояния гидроагрегата должны быть сделаны заключения о текущем состоянии оборудования, определено наличие его дефектов, выданы рекомендации по устранению выявленных дефектов и дальнейшей эксплуатации гидроэнергетического оборудования. Для повышения надежности эксплуатации энергетического оборудования необходимо продолжать совершенствовать датчики и методы вибрационного контроля.

В работе рассматриваются причины возникновения обратной вибрации, методы проведения виброконтроля, оценка вибрационного состояния. Планируется провести вибрационные испытания на конкретном гидроагрегате, при обнаружении обратной вибрации описать возможные причины ее появления, методику проведения вибрационных испытаний, а также рассмотреть решения по ее устранению.

Список использованных источников

1. Временные методические указания по мониторингу и контролю вибрационного состояния гидроагрегатов, оснащенных стационарными системами вибродиагностики, утвержденные приказом ПАО «РусГидро» от 23.06.2016 № 141р. – Москва, 2016.
2. СТО РусГидро 02.01.059-2011. Гидроэлектростанции. Мониторинг технического состояния основного оборудования. Нормы и требования. – Введ. 24.08.2011 ОАО «РусГидро» Приказ 904. – Москва, 2011.
3. ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 1. Общие методы. – Введ. 01.01.2011. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 12 с.
4. Владиславлев, Л.А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций / Л.А. Владиславлев. – М. : Энергия, 1972. – 196 с.

А.А. Салатова

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ПРИМЕНЕНИЕ ДРОБНОЙ ЗУБЦОВОЙ ОБМОТКИ В ГЕНЕРАТОРЕ ДЛЯ МАЛОЙ ГЭС

Synchronous generators are widely used in the field of non-traditional and renewable energy sources, as they have a simple design and high reliability. In addition to high energy performance, generators are required to operate at low rotational speeds, which is an advantage of fractional-tooth windings, which allow you to achieve a large number of poles while maintaining the weight and size characteristics of the machine. To date, such windings are used mainly in machines with permanent magnets, but there is an interest in using such windings in generators with classical electromagnetic excitation.

Keywords: fractional gear winding, synchronous generator, stator, tidal power plant, orthogonal turbine, multiplier, subharmonics, small hydroelectric power station, machine windings, low-speed turbine.

Одним из наиболее перспективных направлений в электроэнергетике в настоящее время является развитие электростанций, вырабатывающих энергию от возобновляемых источников. Самыми экологичными и безопасными при этом являются приливные электростанции (ПЭС), которые не используют для выработки электрической энергии ископаемое топливо и не оказывают вредное воздействие на природу и людей.

Приливные электростанции – это гидроэлектростанции, работающие за счет энергии, которая возникает при приливах и отливах. Эта энергия основывается на естественных процессах, которые связаны с гравитационным воздействием Солнца и Луны. В период эксплуатации первой Кислогубской ПЭС был накоплен огромный редкий материал по изучению процессов работы приливной электростанции. Накопленный материал будет учтен при разработке новейших ПЭС. Приливные электростанции очень востребованы и в других странах, таких как Канада, США, Китай, Франция, Великобритания, Индия и многие другие.

Особенностями ПЭС является низкий напор, действующий на гидротурбину, что предполагает использование низкоскоростных турбин. Поэтому целесообразным является применение на таких ПЭС ортогональных турбин. Так, например, на Кислогубской ПЭС частота вращения турбины равна 36,9 об/мин. При этом на сегодняшний день на той же Кислогубской ПЭС применяется синхронный генератор с номинальной частотой вращения

1000 об/мин. В связи с этим необходимо использовать мультипликатор с большим передаточным числом $i=27,1$. Механическая передача требует постоянного контроля состояния, периодического обслуживания и отрицательно сказывается на надежности и энергоэффективности всей системы. Применение многополюсных низкоскоростных генераторов позволило бы отказаться от мультипликатора и исключить все недостатки, связанные с механической передачей.

Если рассматривать обмотки машин переменного тока, то можно обозначить следующую классификацию:

- однофазные и многофазные;
- однослойные и двухслойные;
- целые и дробные;
- с полным и неполным шагом.

Достоинство двухслойной обмотки перед однослойной в том, что у нее увеличение шага оказывает кардинальное влияние на форму поля обмотки. Двухслойные обмотки могут иметь как целое число пазов q , так и дробное, однослойные же – только целое число q . У однослойной обмотки форма кривой магнитного поля не зависит от шага катушек. Значительное распространение получили целые обмотки для ротора и статора асинхронных машин. У дробных обмоток форма электродвижущей силы приближена к синусоидальной, поэтому применяются в синхронных генераторах.

Большую полюсность генератора при относительно небольших размерах можно обеспечить за счет использования специальных дробных зубцовых обмоток. При дробном числе пазов $q < 1$ шаг такой обмотки, как правило, равен зубцовому делению, т. е. каждая катушка обмотки охватывает один зубец. Также преимуществами дробных зубцовых обмоток являются:

- уменьшение расхода обмоточной меди и потерь в обмотке статора за счет малой длины лобовых частей;
- упрощение технологии изготовления и увеличение надежности обмотки за счет отсутствия пересечения лобовых частей обмотки;
- уменьшение количества пазовой изоляции, улучшение коэффициента заполнения паза и улучшение теплоотдачи обмотки за счет уменьшения числа пазов.

Пример схемы дробной зубцовой обмотки с числом пазов на полюс и фазу $q=2/5$, применяемой для реализации машин с числом пар полюсов $p=5$, представлен на рисунке 1. На рисунке 2 показан статор машины с дробной зубцовой обмоткой.

Недостатком дробных зубцовых обмоток является наличие широкого спектра высших и субгармоник в кривой наводимой ими магнитодвижущей силы. Эти гармоники могут приводить к дополнительным вибрациям и шумам, искажать форму кривой ЭДС в различных режимах работы генератора. Также эти обмотки обладают большой индуктивностью дифференциального рассеяния, что приводит к уменьшению жесткости

естественной внешней характеристики и, как следствие, необходимости создания большей магнитодвижущей силы обмотки возбуждения.

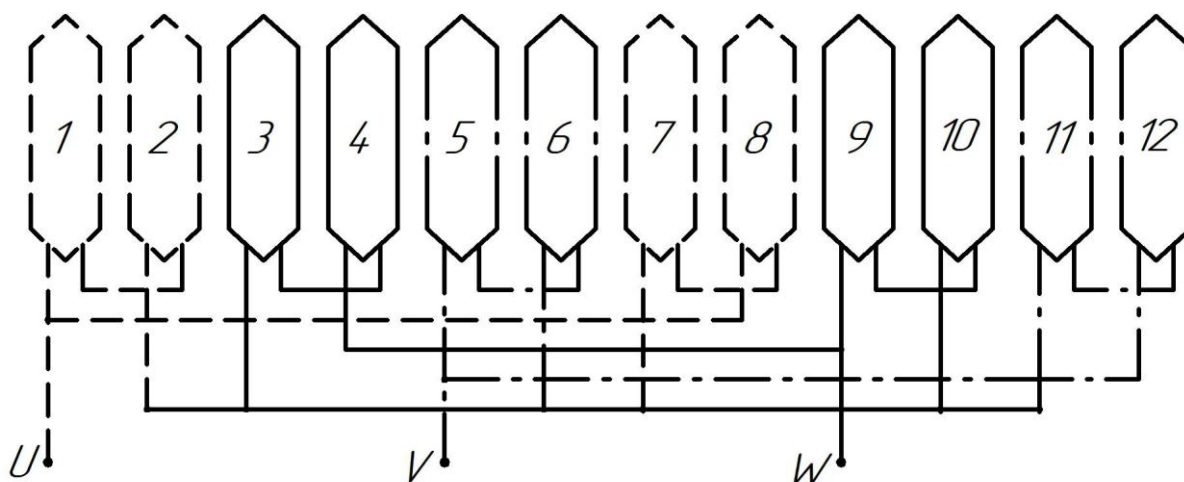


Рисунок 1. Схема обмотки машин с $q=2/5$

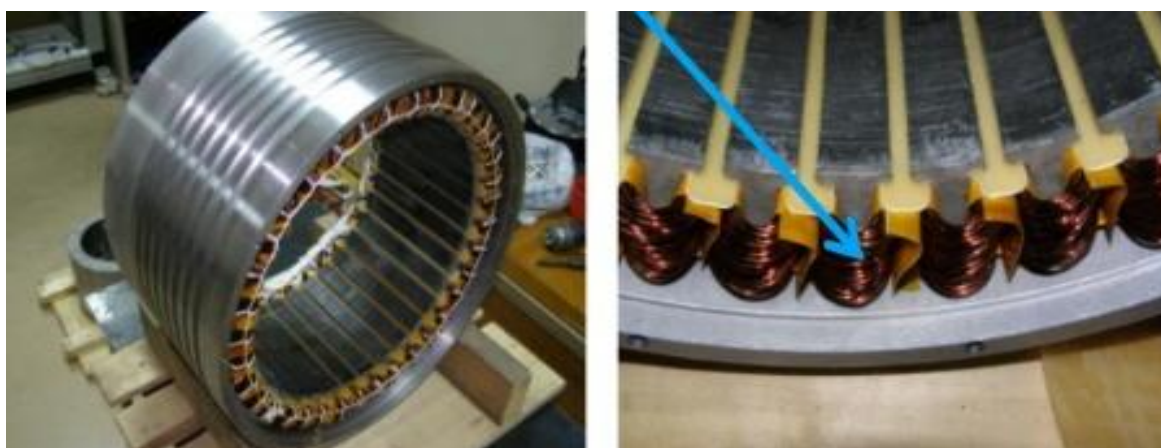


Рисунок 2. Статор машины с дробной зубцовой обмоткой

В работе рассматривается возможность применения многополюсного тихоходного синхронного генератора с дробной зубцовой обмоткой якоря для применения в составе гидроагрегата без мультипликатора на малой ПЭС. Оценивается экономический эффект от исключения мультипликатора из состава гидроагрегата. Также исследуется влияние высших и субгармоник на работу гидрогенератора в различных режимах работы. Планируется провести количественную оценку и качественный анализ характеристик генератора, формы кривой ЭДС и напряжения.

Список использованных источников

1. Электрические машины с постоянными магнитами: учебное пособие / А. Ф. Шевченко, А. Г. Приступ – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 64 с.

2. Математическая модель синхронной электрической машины с постоянными магнитами с дробными зубцовыми обмотками / Г.Б. Вяльцев – Новосибирск, 2016.

3. Методика обоснования параметров и режимов работы ПЭС с ортогональными турбинами. О. А. Муравьев, Д. С. Савченков [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-obosnovaniya-parametrov-i-rezhimov-raboty-pes-s-ortogonalnymi-turbinami/viewer>.

К. П. Синельникова, Р.А. Эльканов, М. А. Уколов
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ

The modern development of switching equipment is associated with the application of new principles of their construction of the control system in order to improve algorithms to reduce the side effect of overvoltage. The different nature of the load leads to a significant impact on the properties of the physical processes that occur during switching. This is especially important when disconnecting circuits, since in this process there is an increased high-frequency overvoltage in the switching chamber. In this article, the authors consider the nature of overvoltage and the associated means of overcoming them. Various algorithms for synchronous switching of vacuum circuit breakers and their applications are considered.

Keywords: vacuum circuit breaker, transients, overvoltage recovery, arc gap, synchronous switching, electrical networks, complete switchgear, overvoltage, electrical strength, reactive power, HPP own needs.

Введение

Тенденция современного развития электросетей связана с широким совершенствованием различной коммутационной техники. Это связано с использованием вакуумного выключателя. Так как их относительная простота в эксплуатации, низкая стоимость и значительное уменьшение габаритов приводят к тому, чтобы их разместить в комплектном распределительном устройстве (КРУ).

Подчеркнем, что существует необходимость осветить проблемы перенапряжений по причине разрыва дуги с использованием вакуумного коммутационного аппарата, что требует проведения наиболее важных мероприятий с использованием ограничителей перенапряжения (ОПН). ОПН имеют ярко выраженную нелинейную вольтамперную характеристику. К ряду недостатков можно отнести то, что ОПН обладает крайне низким ресурсом для механики изолятора, а также из-за различных деформации устройства креплений к КРУ. Автоматически разрывая цепь при перегрузке,

можно создать условия для быстросрабатывающего отключения короткого замыкания в сети с последующим отключением нагрузки.

В данной статье рассматриваются фундаментальные основы, заложенные в физике перенапряжения коммутационной камеры при синхронном (пофазном) управлении выключателем.

Общая характеристика перенапряжений

Для того чтобы можно было разделить разные виды перенапряжений, выделим их по структуре на внутренние и внешние. К числу внутренних перенапряжений принято относить различные виды переходных процессов в электроэнергетических сетях, связанных с процессами коммутаций (ПК) электрооборудования. Следует добавить, что ПК имеют отношение к различным видам коммутационных процессов в нормальных и аварийных режимах сетей, отключениям ненагруженных трансформаторов и управляемых шунтирующих реакторов, статических источников реактивной мощности. Отметим, что для собственных нужд электростанций на примере ГЭС это более актуально, так как основным коммутационным устройством является вакуумный выключатель. Можно отметить, что существуют различные виды перенапряжений с учетом наличия резонансных явлений, которые связаны с формированием периодических изменений, а также изменений и конфигурации параметров схемы сети электроснабжения. Выделенные резонансные эффекты, связанные с наличием перенапряжений, могут составлять опасность в виде существенно возрастающей длительности (в зависимости от видов нагрузки), а также наличие опасности для работающей электроустановки [1].

В сетях с изолированной нейтралью однофазные дуговые замыкания на землю зачастую приводят к установившемуся дуговому перенапряжению. Это связано с тем, что развивающиеся дуговые замыкания переходят к металлическому короткому замыканию. Поэтому очень важно соблюдать режим контроля уровня напряжения при отключениях и включениях электроустановок. Внутренние перенапряжения имеют зачастую синусоидальный по своей природе характер.

Можно выделить, что синусоидальное, а также несинусоидальное свойства электрических сетей характеризуются коммутационными процессами, связанными с наличием восстановительного напряжения. Коммутационный процесс по своей природе представляет собой перераспределение кинетической и потенциальной энергии в электрической сети. Проявление ПК приводит к дисбалансу генерации и потребления активной и реактивной мощностей в электроэнергетической сети, поэтому при потере баланса возможно отключение реактивных элементов сети, способных поглощать реактивную энергию [1].

На рисунке 1 приведена структурная однолинейная схема передачи электрической энергии. Она отображает один из вариантов перенапряжений электрической сети (а) и схема ее замещения (б).

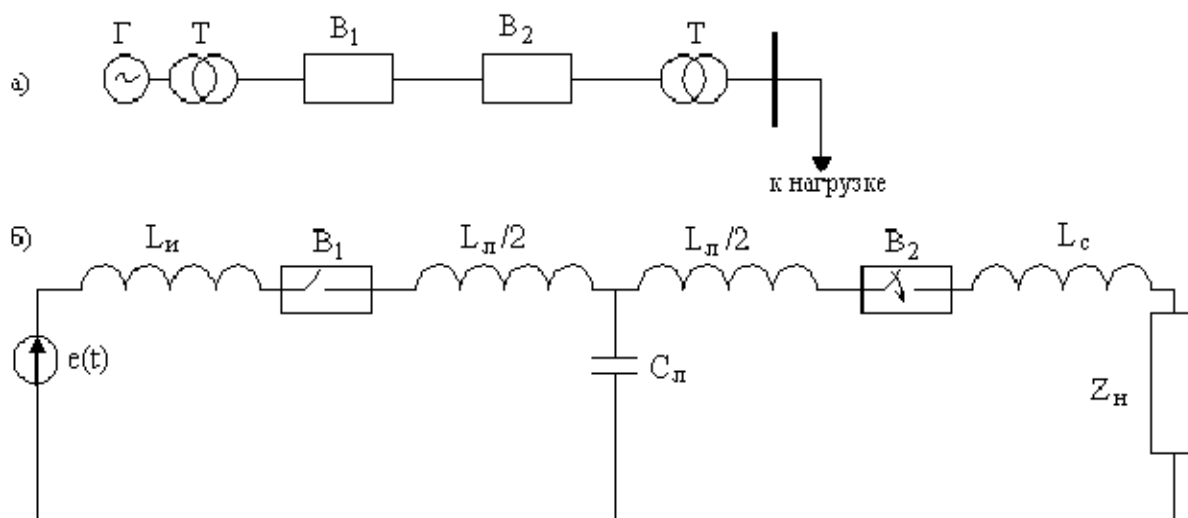


Рис. 1. Однолинейная схема электрической сети (а) и схема ее замещения (б) при перенапряжениях: $L_{и}$ – индуктивность источника; $L_{с}$ – индуктивность приемной системы; $L_{л}$ и $C_{л}$ – индуктивность и емкость линий; $Z_{н} = R_{н} + j\omega L_{н}$ – комплексное сопротивление нагрузки

При разрыве цепи коммутационным аппаратом наличие емкостного сопротивления линии учитывается как сопротивление нагрузки. При разомкнутом выключателе схема замещения представляет собой замкнутый колебательный контур второго порядка. При этом возможна длительная работа ненагруженной ЛЭП. А сама линия является источником реактивной мощности. При других режимах ПК, например, аварийных и послеаварийных, возникает зависимость времени коммутационного процесса от длины линии, т. е. чем длиннее линия, тем дольше проходит процесс отключения выключателя. Период ПК в электроэнергетической системе (ЭЭС) различается на несколько стадий [2–3]. На первой и второй стадиях электродвижущая сила не меняется за счет параметров сети и наличия емкостного сопротивления, который по закону коммутации приводит к одному и тому же значению напряжения до и в момент коммутации. Отметим, это имеет место быть при коммутации ЛЭП. Область I существенно зависит от времени переходного процесса (длительность $t = 1 \dots 2$ полупериода промышленной частоты). После сокращения свободных колебаний наступает II стадия, которая называется установившимся режимом [1]. Конечно, данный режим определяется только параметрами сетевой схемы и неопределенными значениями ЭДС источников. Установившееся напряжение на конце линии определяется по формуле [4]:

$$U_y = E \frac{1}{j\omega_u C_{л}} \cdot \frac{1}{j\omega_u L + \frac{1}{j\omega_u C_{л}}} , \quad (1)$$

где $L = L_u + L_d/2$ – индуктивность элементов схемы; C_d – емкость линии; E – ЭДС источника.

Если U_y возрастает продолжительно выше допустимого напряжения сети, то в действие по ограничению вступает регулятор U_y , благодаря которому вскоре уменьшается до области III до тех пор, пока не установится новый установившийся режим (область IV).

Для системы надежного электроснабжения линии электропередачи должны гарантировать снижение перенапряжения первых двух стадий, которые не должны превзойти электрической прочности изоляции.

Примем очередное: будем различать перенапряжения переходного режима (коммутации) и перенапряжения установившегося режима (длительные) [2].

При любой коммутации максимальные напряжения переходного процесса представляются в виде [4]:

$$U_{\max} = k_{уд} \cdot U_{уст} = k_{уд} \cdot k_{уст} \cdot U_{\phi} = k_n \cdot U_{\phi}, \quad (2)$$

где $k_{уд}$ – отношение максимального значения составляющей напряжения переходного процесса к вынужденной составляющей (ударный коэффициент);

$k_{уст}$ – отношение вынужденной составляющей к рабочему напряжению;

k_n – кратность внутренних перенапряжений.

Допустимые кратности уровней внутренних перенапряжений по отношению к $U_{\max, \text{раб}}$, которые не должны превышать указанных пределов, отображенных в таблице 1.

Таблица 1.

Допустимые кратности коммутационных перенапряжений

Параметры	Режимы нейтрали						
	изолированные			заземленные			
$U_{\text{ном, кв}}, \text{ кВ}$	3...10	15...20	35	110...220	330	500	750
$U_{\max, \text{раб}}/U_{\text{ном}}$	1, 15	1, 15	1,15	1, 15	1,1	1,05	1,05
k_n	4, 5	4	3,5	3	2,7	2,5	2,1

На рисунке 2 представлена схема ненагруженной линии. Выключатель B_3 отключает ненагруженную линию L_1 . В цепи протекает несинусоидальный ток.

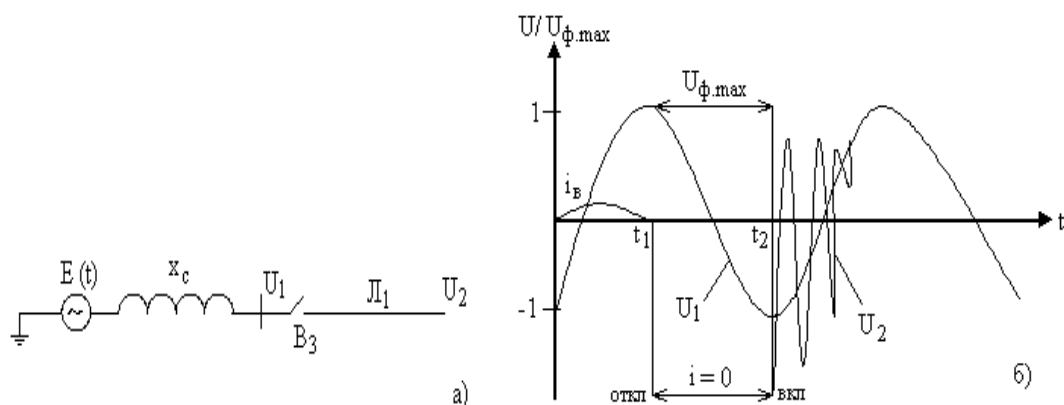


Рис. 2. Схема ненагруженной линии (а) и график переходного процесса при повторном зажигании дуги в выключателе (б)

При отключении сети ток, протекающий в ней, стремится к нулю, а напряжение на линии L_1 имеет амплитудное значение $U = U_{y.max}$. После сбоя в сети остаточное напряжение $U_0 = U_{y.max}$, создаваемое зарядом в емкости ЛЭП, сохраняется на линии электропередачи. На контактах выключателя появляется выравнивающее ЭДС $U_e(t)$, вызванное разностью ЭДС источника $e = E_{max}\cos(\omega t)$ и напряжения U_0 , создаваемого зарядом на линии: $U_e(t) = E_{max}\cos(\omega t) - U_0$. Заметим, что через полпериода промышленной частоты напряжение на контактах выключателя достигнет своего максимального значения $E_{max} + U_0$.

Максимальное значение напряжения при переходном процессе зависит, конечно, от наличия повторного пробоя в межконтактном промежутке вакуумного выключателя. Для создания возможности повторного пробоя, можно отметить, что существует соотношение в кривых возрастания электрической прочности зазоров выключателя (2) и наличия восстанавливающегося напряжения (1) (см. рисунок 3) [2]. Если кривая восстановления напряжения (кривая 1) пересечет кривую роста электрической прочности зазоров выключателя $U_{np}(t)$ в точке В, то дуга будет снова воспламенена. Если динамика роста восстанавливающегося напряжения $U_e(t)$ (кривая 2) развивается существенно медленнее, то отключение ненагруженной линии произойдет без повторного пробоя.

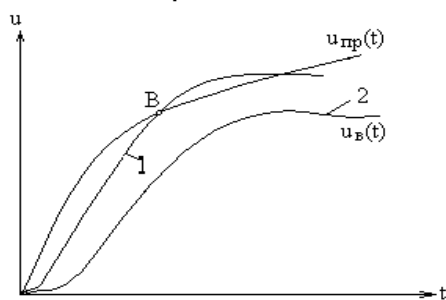


Рис. 3. Кривые восстанавливающейся прочности (U_{np}) (1) и напряжения на выключателе (U_e) (2)

Моделирование коммутации по синхронному отключению линии

Результаты моделирования напряжения и тока при совместном отключении фаз вакуумного выключателя представлены на рисунках 4, 5.

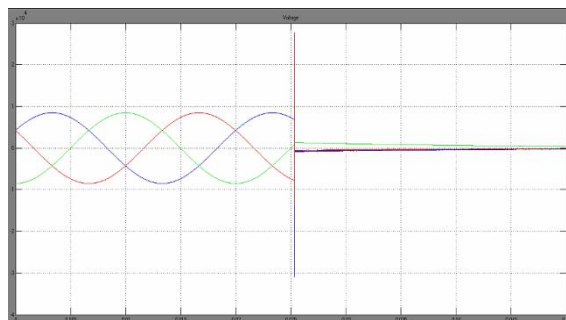
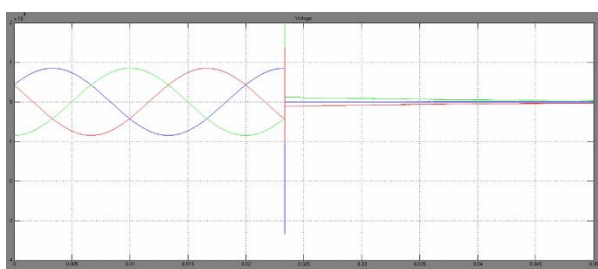


Рис. 4. Результаты моделирования графика напряжения при коммутации алгоритма А-В-С одновременно

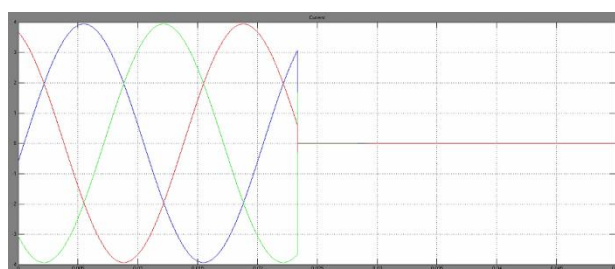


Рис. 5. Результаты моделирования графика тока при коммутации алгоритма А-В-С одновременно

Результаты синхронной коммутации на отключение по напряжению представлены на рисунке 6 (а, б) при выполнении алгоритма А-В- t_2 -С.



а)



б)

Рис. 6. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А-В- t_2 -С
а) напряжения; б) тока

Результаты синхронной коммутации на отключение по напряжению представлены на рисунке 7 (а, б) при выполнении алгоритма А- t_2 -В-С.

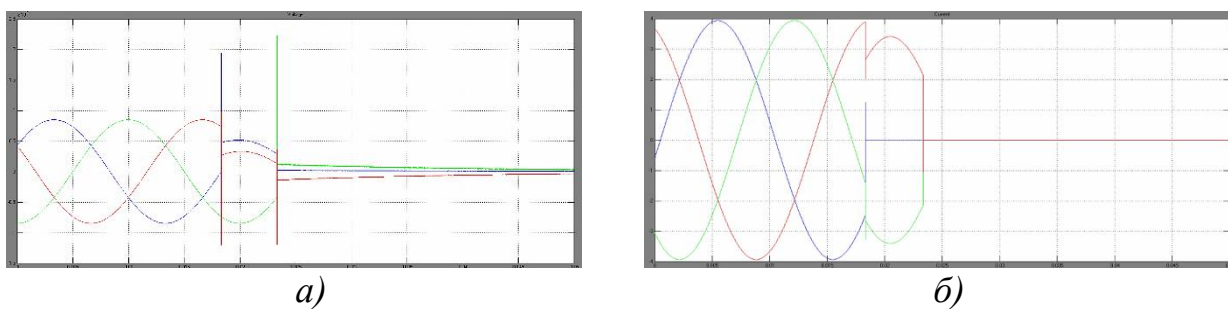


Рис. 7. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А- t_2 -В-С
а) напряжения; б) тока

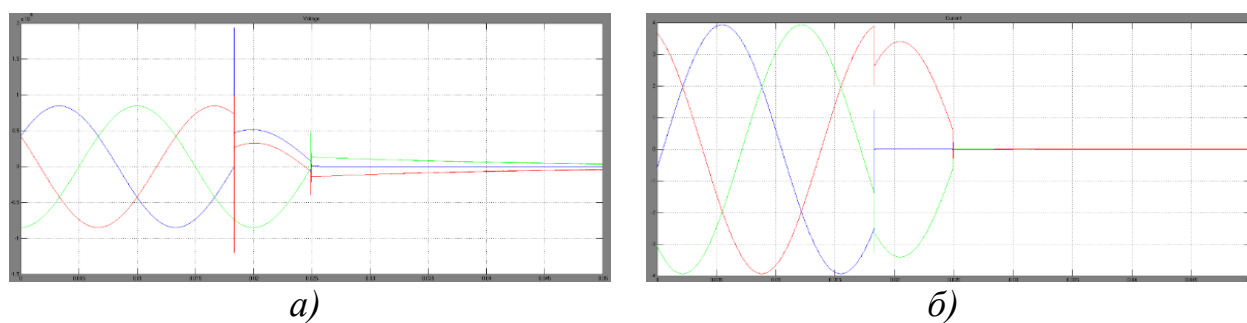


Рис. 8. Результаты моделирования при коммутации алгоритма А- t_1 -В - t_1 - С
а) напряжения; б) тока

Результаты синхронной коммутации на отключение по напряжению представлены на рисунке 8 (а, б) при выполнении алгоритма А- t_1 -В - t_1 - С.

Таблица 2

Результаты моделирования коммутации на отключение при синхронизации по напряжению

№	Описание алгоритма	Отношение величины перенапряжения к номинальному значению напряжения
1.	Одновременное А-В-С	5,31
2.	Синхронная коммутация двух фаз одновременно с последующей коммутацией третьей с выдержкой времени А-В- t_2 -С	5,42
3.	Синхронная коммутация одной фазы с последующей коммутацией двух фаз с выдержкой времени А- t_2 -В-С	4,17
4.	Синхронная коммутация фаз при переходе каждой через ноль А- t_1 -В - t_1 - С	3,17

Вывод

По осциллограммам синхронной коммутации на отключение по напряжению было выявлено наличие во всех алгоритмах перенапряжения. В таблице 2 представлены сравнительные результаты моделирования коммутации при различных алгоритмах.

Перенапряжение достигается при алгоритме А-В- t_2 -С. Результат с минимальным перенапряжением достигается в алгоритме А- t_1 -В - t_1 - С.

Список использованных источников

1. Базавлук, А.А., Сарин, Л.И., Михайловский, Г.Г., Наумкин, И.Е., Гоголюк В.В. Перенапряжения при коммутациях вакуумных выключателей // Москва. – 2011. – С. 27–32.
2. Ачитаев, А.А., Павлюченко, Д.А., Прохоренко, Е.В., Шевцов, Д.Е. Применение синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в электросетях //Главный энергетик. – 2014. – №. 3. – С. 42–49.
3. Ачитаев, А.А., Павлюченко, Д.А., Прохоренко, Е.В., Шевцов, Д.Е. Применение синхронного вакуумного выключателя в городских электрических сетях //Главный энергетик. – 2014. – №. 7. – С. 46–52.
4. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения, и защита от них // Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004.

В.А. Тремясов, М.В. Табастаев
Сибирский федеральный университет
г. Красноярск

ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТИРИСТОРНЫХ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ МОЩНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

В статье изложены основные положения предложенного метода для вычисления показателей надежности тиристорных блоков возбудителей и гидрогенераторов. Получены аналитические выражения, учитывающие зависимость интенсивности отказа тиристорных блоков от режима их работы и выполнено сравнение способов резервирования тиристорных блоков в плече возбудителя. Анализ надежности полупроводниковых преобразователей возбудителей мощных гидрогенераторов является актуальным поскольку связан с отключением гидрогенератора.

Ключевые слова: синхронный гидрогенератор, тиристорная система возбуждения, надежность, вероятностный метод, интенсивность отказов.

Надежная эксплуатация силовых полупроводниковых преобразовательных устройств во многом определяется техническим состоянием их основных элементов – силовых полупроводниковых приборов.

Для систем возбуждения синхронных турбо- и гидрогенераторов ГОСТом регламентируются значения коэффициента готовности и интенсивности отказа тиристорных блоков, сопровождающихся отключением генератора от сети, а также указываются требования к резервированию в плечах возбудителя [1, с. 9].

Существующие методы расчета надежности не в полной мере учитывают особенности и режимы работы таких силовых полупроводниковых устройств.

Цель данной работы состояла в разработке метода оценки надежности, в котором была бы учтена зависимость интенсивности отказа тиристорных блоков от режима их работы. Расчетные схемы возбудителей состоят из источника питания и одного или двух трехфазных мостовых преобразователей. В предлагаемом методе принималось условие отсутствия резервного возбудителя на электростанции.

Преобладающим видом отказа у тиристорных, как и у многих силовых кремниевых устройств, является пробой вентильного элемента. Интенсивность отказа с пробоем $\lambda_{пб}$ определяется нагрузкой кремниевых устройств прямым током. Вторым видом отказа у силовых полупроводниковых устройств является обрыв цепи вентильного элемента – $\lambda_{об}$, который обычно вызывается производственными дефектами. Анализ

отказов тиристорных блоков, по экспериментальным данным [2, с. 15] показал, что интенсивности отказов в случае пробоя элемента и обрыва цепи соответственно составляют: $\lambda_{нб} = 0,48 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч}$; $\lambda_{об} = 0,12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч}$.

Расчет надежности тиристорных блоков системы возбуждения можно выполнить следующими методами: с помощью основных теорем теории вероятности или путем составления и решения системы дифференциальных уравнений, описывающих марковский процесс перехода системы из одного состояния в другое [3, с. 30].

Метод оценки надежности тиристорных блоков на основе марковских процессов предусматривает определение возможных состояний системы и возможных способов перехода из одного состояния в другое. Основными показателями, используемыми в данном методе, являются интенсивности переходов.

Для описания вероятностного метода на рис. 1 представлен блок тиристорного выпрямителя, состоящего из m параллельных ветвей, содержащих в себя n последовательно соединенных тиристоров.

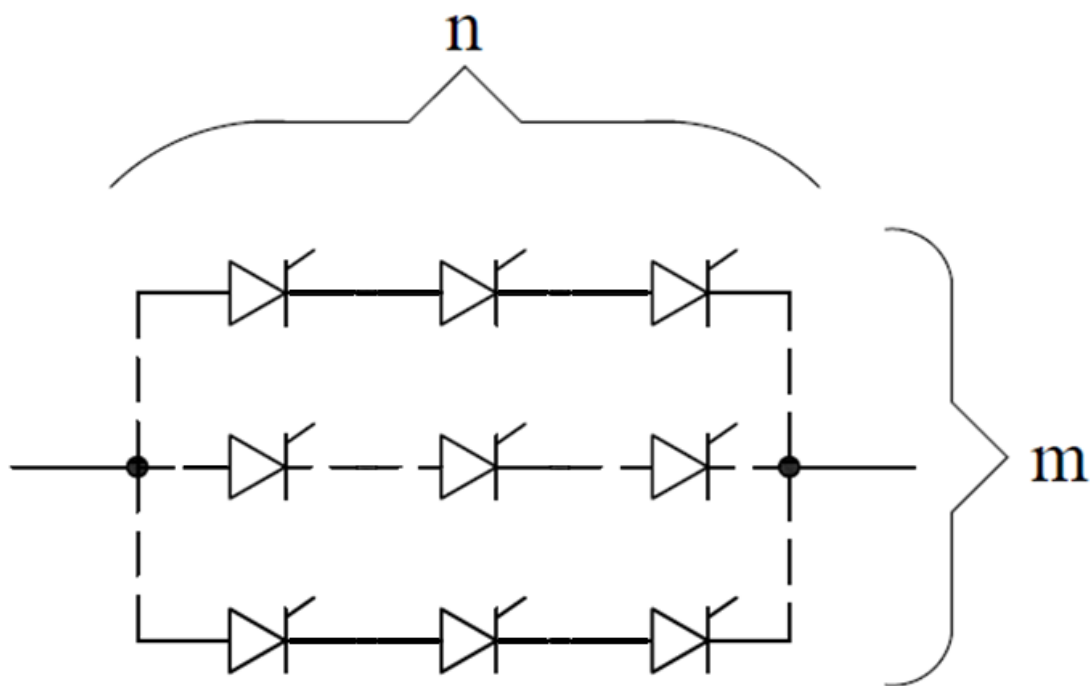


Рисунок 1. Блок тиристорного выпрямителя

За отказ системы возбуждения в обеспечении номинального режима работы гидрогенератора принимается отказ второй, т. е. одной из основных ветвей, случившийся после отказа резервной ветви тиристорного блока в одном из плеч преобразователей как одногруппового, так и двухгруппового возбудителя. Этот отказ приводит к отключению генератора.

При условии, что интенсивности обрывов или пробоев тиристора в блоке не зависят от состояния всех остальных тиристорных, и блок будет

работать несмотря на обрыв i из m ветвей, вероятность безотказной работы блока с j резервными параллельными ветвями определяется по выражению:

$$P_{BTj} = \sum_{i=0}^j C_m^i [P_{\epsilon}]^{m-i} [1 - P_{\epsilon}]^i; \quad (1)$$

где $P_{\text{в}} = P_{\text{в.об}} P_{\text{в.пб}}$; $P_{\text{в.об}} = \exp(-n\lambda_{\text{об}} t)$ – вероятность безотказной работы одной ветви по обрывам в тиристорах;

$P_{\text{в.пб}}$ – вероятность безотказной работы ветви с $n - k$ резервными тиристорами по их пробоям, причем для тиристоров $\lambda = \lambda_{\text{пб}} + \lambda_{\text{об}}$.

$$P_{\text{в.пб}} = \sum_{i=0}^{n-k} C_n^i [1 - \exp(-\lambda_{\text{пб}} t)]^i \exp[-(n-i)\lambda_{\text{пб}} t]; \quad (2)$$

где k – количество вышедших из строя тиристоров ветви, при этом рассматриваются два варианта событий: $k = 0$ (нормальный режим) и $k = 1$ (отказ одного из n тиристоров по причине короткого замыкания на нем); n – количество последовательных элементов ветви;

$$C_n^i = \frac{n!}{i!(n-i)!}.$$

Значения вероятности безотказной работы блока, полученные в (1), не учитывают зависимости интенсивности отказов тиристоров от режима работы (пробой, обрывы в ветвях). Уточненные показатели могут быть определены по методике, приведенной в [4, с. 47] при учете действия предохранителей в каждой параллельной ветви блока в плечах преобразователя.

Расчетные схемы возбудителей при этом подходе состоят из источника питания и одного или двух трехфазных мостовых преобразователей, в каждом плече которых имеется m параллельных ветвей, содержащих n последовательно соединенных тиристоров и быстродействующий плавкий предохранитель. Преобразователи рабочей и форсированной групп двухгруппового возбудителя соединены параллельно на стороне выпрямленного тока. Каждый преобразователь оснащен своей системой управления тиристорами.

Интенсивность отказов тиристоров (ИОТ) для выражения (1) вычисляется на основе данных заводов-изготовителей тиристоров, в зависимости от температуры t их структуры, по выражению

$$\lambda = \lambda_0 K_U K_a \left(\frac{t}{e}\right)^{-3,7}, \quad (3)$$

где λ_0 – начальное значение ИОТ ($\lambda_0 = 6,0 \cdot 10^{-6}$); K – коэффициент определяется из условия равенства ИОТ ее нормативному значению, указанному, например, в [5, с. 25] при классификационном напряжении ($K_U = 1,1$), максимально допустимой температуре структуры t и угле управления тиристорами, равном нулю ($K_\alpha = 1$).

С учетом зависимости ИОТ от напряжения, коэффициент K_U следует принимать уменьшенным пропорционально отношению величин приложенного напряжения и классификационного, если это отношение больше 0,3.

Температура структуры рассчитывается по известным соотношениям:

$$\begin{aligned} t &= t_0 + \Delta P R, \\ \Delta P &= U_0 I_{cp} + R_d I_d^2, \\ I_{cp} &= K_I \theta I_d (m - j)^{-1}, \\ I_d &= I_{cp} \theta^{-1/2}, \end{aligned} \tag{4}$$

где t_0 – температура окружающей среды; ΔP – мощность потерь в тиристоре;

R – установившееся тепловое сопротивление системы тиристор – охладитель – среда; U_0 – пороговое напряжение тиристора; R_d – его динамическое сопротивление; I_{cp} и I_d – среднее и действующее значения тока тиристора в зависимости от тока возбуждения I_d и относительной длительности прохождения тока по тиристорам $\Theta = \Theta^\circ / 360^\circ$, K_I – коэффициент, учитывающий разбаланс тока между параллельными ветвями плеча, ограничиваемый индуктивными делителями тока.

Значения вероятности безотказной работы плеч, используемые в (1), могут быть определены с учетом зависимости ИОТ от режима работы тиристорных. Проанализируем влияние изменения ИОТ вследствие отказа резервной параллельной ветви или резервного тиристора в ветви на показатели надежности тиристорных блоков.

Для демонстрации вероятностного метода оценки надежности примем тиристорную систему возбуждения, состоящую из рабочей группы тиристорных, которая, в свою очередь, включает в себя шесть плеч выпрямительного моста, состоящих из шести параллельных ветвей, содержащих по три последовательных тиристора и быстродействующий плавкий предохранитель.

На рис. 2 представлена схема одного плеча тиристорного преобразователя. Под отказом системы возбуждения понимается отказ, приводящий к отключению гидрогенератора электростанции.

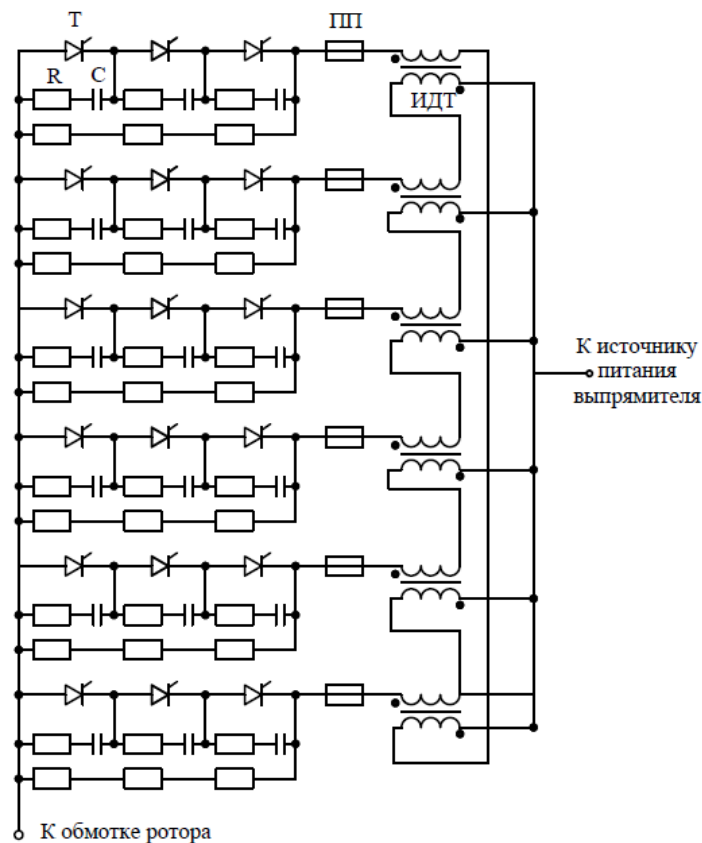


Рисунок 2. Принципиальная схема плеча тиристорного преобразователя

Проведены расчеты надежности силовой части преобразователей одно- и двухгрупповой схем возбuditелей с тиристорами типа ТЗ-320 на примере возбuditеля генератора Красноярской ГЭС с токами возбуждения 3700 и 2750 А в номинальном режиме и в режиме работы генератора с номинальной активной мощностью при $\cos \varphi = 1$ соответственно.

При этом было принято, что вероятность безотказной работы системы управления тиристорами $P_v = 1$. Параллельно каждому тиристорному включению включаются шунтирующее сопротивление и RC цепи. Оценка их влияния на показатели надежности тиристорных преобразователей не являлась задачей этой работы. Эти вспомогательные элементы должны выбираться таким образом, чтобы интенсивность их отказов была значительно меньше ИОТ, поэтому в данной работе их влияние на показатели надежности преобразователей не учитывалось.

Вероятность безотказной работы преобразователей для одnogрупповой схемы определяется по выражению

$$P_1 = P_{BT1}^6 \quad (5)$$

где P_{BT1} – вероятность безотказной работы блока тиристоров в блоке преобразователя одnogруппового возбuditеля.

Расчеты надежности тиристорных блоков были проведены по формулам (1) и (2) с заранее вычисленной ИОТ по выражению (3) и по приведенным в работе формулам, учитывающим изменение ИОТ от режима работы.

Для преобразователей с тиристорами типа ТЗ-320 использовались следующие параметры [5, с. 45]: $U_0 = 1,45$ В, $R_d = 0,9 \cdot 10^{-3}$ Ом, предельно допустимая температура структуры $t_{ct} = 110$ °С; $R = 0,14$ °С/Вт, переходная тепловая характеристика системы тиристор – охладитель – среда $r = 0,0825$ °С/Вт, $t_0 = 40$ °С. Принято, что ИОТ, равная $\lambda_{нб} = 0,48 \cdot 10^{-6}$ 1/ч; $\lambda_{об} = 0,12 \cdot 10^{-6}$ 1/ч, отвечает предельно допустимой температуре структуры и напряжению класса.

Тиристоры основных ветвей рассмотренного преобразователя после отказа резервной ветви имели температуру структуры $t = 73$ °С. Эта температура определялась по (4) для номинального режима работы гидрогенератора при среднем токе в каждой ветви одногруппового возбудителя, равном

$$I_{cp} = \frac{-1,1U_0(1,1R + 0,9r)}{7,26R_d(1,21R + 2,79r)} + \frac{\sqrt{[1,1U_0(1,1R + 0,9r)]^2 + 14,52(t_{CT} + t_0)R_d(1,21R + 2,79r)}}{7,26R_d(1,21R + 2,79r)} \quad (6)$$

Формула (6) получена с использованием (4) из соотношения $I_{cp} = 130$ А.

$$t_{CT} = t_0 + \Delta P_{1,1}R + (\Delta P_2 - \Delta P_{1,1})r, \quad (7)$$

где ΔP_2 и $\Delta P_{1,1}$ – потери в тиристоре в режимах с двойным номинальным током возбуждения и током возбуждения на 10% больше номинального.

Еще раз отметим, что температура структуры тиристорных основных ветвей рассчитанных преобразователей составляла после отключения резервной ветви 73 °С. При наличии всех ветвей в плече эта температура была еще меньше. При проектировании преобразователей, как правило, предусматривается дополнительный запас по температуре тиристорных. Таким образом, по сравнению с исходной ИОТ, $\lambda_0 = 0,6 \cdot 10^{-6}$ 1/ч, ее значение в электрических установках в соответствии с (3) оказывается на порядок меньше. Дополнительно это значение должно быть уменьшено пропорционально отношению приложенного к тиристорам напряжения к классификационному напряжению.

Вероятность безотказной работы одногрупповой схемы возбудителя при потере одной или нескольких ветвей в плече составила:

$$P_{(1\epsilon)} = 0,999, P_{(2\epsilon)} = 0,994, P_{(3\epsilon)} = 0,962, P_{(4\epsilon)} = 0,782, P_{(5\epsilon)} = 0,214.$$

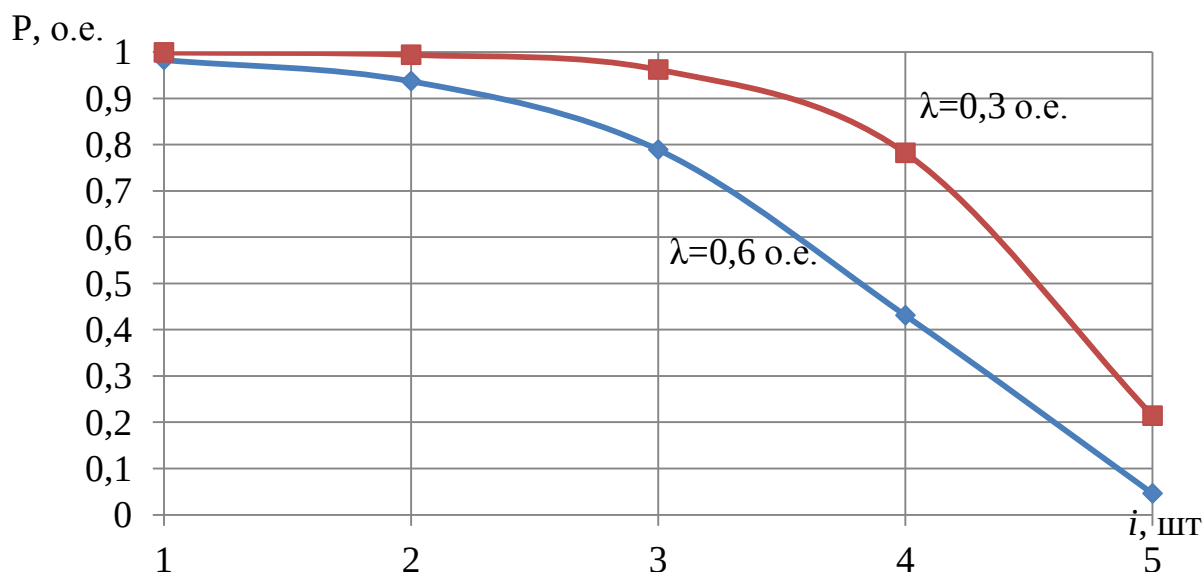


Рисунок 3. График зависимости вероятности безотказной работы системы от количества отказавших ветвей

Таким образом, вероятность безотказной работы системы возбуждением генератора уменьшается при отказе нескольких ветвей одного плеча полупроводникового преобразователя.

Выводы:

1. Предложенный метод, учитывающий зависимость интенсивности отказов тиристорных преобразователей от режима работы, позволяет выполнить оценку надежности проектируемых преобразователей для тиристорных возбудителей мощных гидрогенераторов.
2. Полученные значения вероятностей безотказной работы тиристорных блоков свидетельствуют о надежной работе данного узла системы возбуждения синхронных генераторов.
3. Для обеспечения высоких показателей надежности одnogрупповых возбудителей с большим количеством ветвей в плече целесообразно рекомендовать две и более резервные ветви в плече.

Список использованных источников

1. ГОСТ 21558-2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. – М.: Изд-во Госстандарта, 2000. – 60 с.
2. Килибаева Ж.К. Анализ отказов и надежности полупроводниковых приборов и интегральных микросхем. – // Молодой ученый. – 2014. № 8.1 (67.1). – С. 13–16.

3. Тремясов В.А., Табастаев М.В. Оценка надежности тиристорных блоков систем возбуждения генераторов – // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2021. №2. – С. 27–32.
4. Костелянец В.С., Надпорожская А.А. Исследование надежности полупроводниковых преобразователей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1980. № 2. – С. 45–53.
5. Тиристоры типа ТЗ-320. Каталог 05.04.46-76.

СЕКЦИЯ 3	

**НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ВИЭ**

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБУЧЕНИЯ

This work presents a software package that implements the possibility of conducting a study of large hydropower systems with complex hydraulic and electrical connections, planning a long-term operation of a hydroelectric power station, taking into account the requirements of water users on the example of the Votkinsk hydroelectric power station, as well as conducting training sessions on calculating the water-energy regime hydroelectric power plants. The complex is developed in the high-level programming language Python on the basis of the actual requirements specified in the rules for the use of water resources of the Votkinsk reservoir. Calculation in the software package is performed by a direct method. Given that the software package is suitable for both scientific research and training, this approach will be imprecise. To improve the quality of the calculation, one of the many methods is considered - the main and popular method of swarm optimization. The complex is planned to be used in the course of laboratory work on planning the operation of a hydroelectric power station, and for checking coursework

Keywords: hydroelectric power plant, water-energy calculation, educational complex, operating mode, optimization methods.

1. Введение

Одним из существенных недостатков в развитии научно-технического потенциала страны является увеличивающийся разрыв между академической и вузовской фундаментальной наукой. Это приводит к распылению средств, разобщенности ученых, снижению качества образования.

Многие программные комплексы создаются под решение конкретной задачи, в сфере гидроэнергетики для каждой гидроэлектростанции или каскада станций существует свой программный комплекс, со своими особенностями, со своим учетом требований. Потребность в таких комплексах была всегда, но время и качество их реализации меняется от станции к станции. Большинство комплексов используются в течение уже продолжительного времени и не содержат последних достижений в области разработки или оптимизации вычислений, что приводит к большому

количеству работ по оптимизации одного конкретного каскада, станции, некоторые из них разрабатываются и сейчас [1–3].

С развитием вычислительной техники особо важное значение в техническом образовании приобрело обучение инновационной деятельности и умению работать в команде. Внедрение компьютерных технологий в учебный процесс значительно ослабило интерес к техническим средствам других видов. Последние события в мире показали, что процесс обучения может быть полностью построен на базе компьютерных технологий и интернета, но при этом ухудшается качество образования, теряется внимание студентов, падает интерес к дисциплине.

Если посмотреть современные статьи о оптимизации водно-энергетических режимов работы гидростанций, опубликованные в России, Китае, США и других странах за последние 8 лет [4–7], то можно выделить следующие тенденции: 1) оптимизация была и будет одним из важных направлений в гидроэнергетике; 2) увеличивается доля статей, направленных на использование какого-то конкретного метода оптимизации, на этом фоне сильно выделяется Китай, где применяется множество подтипов метода роевой оптимизации или эвристических методов; 3) оптимизация каких-то общих комплексов, направленных на создание систем и их тестирование, не проводится. В настоящее время отсутствуют единые программные комплексы, которые позволяют проводить оптимизацию водно-энергетических режимов в крупных гидроэнергетических системах со сложными гидравлическими и электрическими связями, как правило, программы создаются либо для общих случаев или методов оптимизации, либо для конкретных станций или каскадов станций [8–11]. В проекте¹ предполагается разработка программного комплекса, позволяющего оптимизировать водно-энергетические режимы в крупных гидроэнергетических системах со сложными гидравлическими и электрическими связями, учитывающего опыт использования аналогичных комплексов для конкретных каскадов ГЭС и др. гидроэнергетических комплексов [12, 13]. Планируемый программный комплекс может быть использован как для расчета водно-энергетического режима работы отдельной ГЭС или ГАЭС (каскада станций) при планировании эксплуатационных режимов, так и для проведения расчетов в научно-исследовательских, проектных и учебных целях. В настоящее время в комплексе планируется использование нескольких видов оптимизации: стандартные методы динамического программирования, роевой оптимизации, нелинейного программирования, но основное предпочтение отдается методу роевой оптимизации в

¹Работа выполняется в рамках проекта: «Определение энергетического эффекта от строительства новых гидростанций в сложных гидроэнергетических системах» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программ научных исследований «Энергетика» в 2020–2020 гг.

классическом виде как самому популярному методу в оптимизации гидроэнергетических расчетов в настоящее время.

2. Определение проблемы и постановка задачи

Данная работа посвящена решению некоторых проблем исследования сложных гидроэнергетических систем, а также обучению студентов по проведению расчетов водно-энергетического режима работы ГЭС, включающему в себя следующие знания, умения и навыки:

- Расчет оптимального водно-энергетического режима станции/каскада станций;
- Выполнение водохозяйственных и водно-энергетических расчетов режимов гидроэнергетических установок с водохранилищами разного вида регулирования речного стока;
- Осуществление проверки правильности выполненных расчетов, достоверности итоговых и промежуточных результатов, обеспечение выполнения повторных (проверочных) расчетов при необходимости;
- Проведение расчетов в соответствии с действующими требованиями НТД, предъявляемыми к результатам расчетов;
- Поиск и использование в работе нормативной и технической документации.

Одним из ключевых факторов в процессе обучения является обратная связь от комплекса и понимание обучающегося, какие действия он выполняет, и почему он делает именно так. Теоретическую основу обеспечивает преподаватель вуза, а практическую – комплекс, поэтому важно, чтобы действия, производимые в комплексе, не отличались и не противоречили теоретическим основам.

3. Реализация программного комплекса на примере Воткинской ГЭС

Первым шагом к решению проблем, описанных выше, является получение решения по существующему гидроузлу; так как основной задачей при проведении исследований является получение средней многолетней выработки, то мы можем в качестве первого этапа рассмотреть получение выработки электроэнергии путем прямого водно-энергетического расчета для долгосрочного режима работы станции. В качестве существующего гидроузла была взята Воткинская ГЭС. Станция была выбрана из-за полноты технической информации, наличия большого числа данных по исследованию в части работы гидротурбин и наличия свода правил, которым должен соответствовать ее режим работы.

Для планирования долгосрочного режима работы Воткинской ГЭС в качестве основного документа используются правила использования водных ресурсов водохранилища (далее – Правила, ПИВР) [14]. Ограничения, накладываемые на долгосрочный режим работы

гидростанции, которые были учтены в данной работе, также описаны в Правилах [14 с. 22]. Расчет проводится для одного водохозяйственного года.

С учетом ограничений по ПИВР необходимо определить режим работы гидроэлектростанции на последующий год. Получив режим работы, можно будет сказать, сколько электроэнергии вырабатывает гидростанция за год, определить зону работы станции в годовом графике нагрузки, составить график ремонтов и оценить прибыль, которую может получить станция за последующий год.

Воткинская ГЭС работает по диспетчерскому графику водохранилища, то есть набору определенных рекомендованных значений, определяющих допустимые значения для конечной отметки водохранилища на конец рассматриваемого периода, также отметки определяют допустимый средний расход станции за рассматриваемый период.

Реализация индивидуального диспетчерского графика, наличие ограничений для конкретной станции является неотъемлемой частью реализуемого программного комплекса. Так как действующие энергообъекты чаще всего подвергаются исследованию на предмет оптимального использования водных ресурсов, наличие базы данных действующих объектов, их ограничений и особенностей работы будет полезным дополнением к инструменту по исследованию сложных гидравлических систем.

Работа гидроэлектростанции и планирование режима ее работы при наличии действующего диспетчерского графика имеет некоторые особенности. По имеющейся исходной информации, а именно – расходы притока, заданная исходная отметка на начало расчетного периода – определяются зона работы в поле диспетчерского графика и средний расход этой зоны, далее, по алгоритму, соответствующему [15 с. 38], определяется отметка верхнего бьефа на конец расчетного периода.

Описанный алгоритм является водно-энергетическим расчетом в прямом виде. Конечную отметку верхнего бьефа можно получить и обратным методом, когда вместо начального значения задают сразу конечную отметку и высчитывают параметры станции, то есть расход ГЭС, мощность, выработку, отметки.

Полученная отметка верхнего бьефа наносится на диспетчерский график. Если конечная отметка не выходит за границы рабочей зоны и не нарушены ограничения, накладываемые другими водопользователями, то данный сбросной расход в нижний бьеф принимается в качестве основного для данного расчетного интервала, полученная отметка верхнего бьефа становится начальной отметкой для следующего расчетного периода.

4. Основные функции и описание алгоритма работы программы

Текущая версия программы имеет реализацию водно-энергетического расчета Воткинской ГЭС прямым путем, а также возможность проведения оптимизации полученного ранее режима с помощью одной оптимизационной функции. Программа зарегистрирована в качестве программы для ЭВМ №2019617976 [16] и используется в качестве учебного программного обеспечения на кафедре Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии «НИУ «МЭИ». Программный комплекс реализован в программной среде PyQt5 на языке программирования Python и подходит для использования в операционной системе Windows. В данной версии программы основное внимание было уделено созданию и анализу данных, получаемых на диспетчерском графике действующего энергообъекта. Основные функции, используемые в программном комплексе:

- «Получение исходных данных» – функция обрабатывает значения расхода и отметок, данные вносятся вручную для каждого расчетного периода, получение и учет неопределенности расхода не входит в текущую версию программного комплекса;
- «Создание графической сцены» – функция отвечает за нанесение графических изображений на область построения графика. К графическим изображениям относятся: координатная сетка, диспетчерский график, режим работы ГЭС, зоны диспетчерского графика;
- «Расчет режима работы» – основная функция программы, отвечающая за обработку входных данных, получение расчетных величин, взаимодействие с функциями по нанесению режима работы ГЭС на графическую сцену и внесение полученных результатов в расчетную таблицу;
- «Соответствие ограничениям» – функция отвечает за вывод в текстовое поле информации о несоответствии накладываемым ограничениям или пересечении диспетчерского графика;
- «Экспорт результатов» – функция отвечает за создание отдельного файла Microsoft Excel и наполнение его результатами проведенного расчета: расчетные параметры и получаемый режим ГЭС;
- «Учет ограничений» – функция отвечает за корректировку накладываемых ограничений при проведении расчета;
- «Оптимизация расчета» – функция по оптимизации полученного режима методом роевой оптимизации, с публикацией результата в Microsoft Excel, находится в разработке.

Внешний вид окна комплекса представлен на рисунке 1, внешний вид получаемого отчета с помощью функции «Экспорт результатов» представлен на рисунке 2.

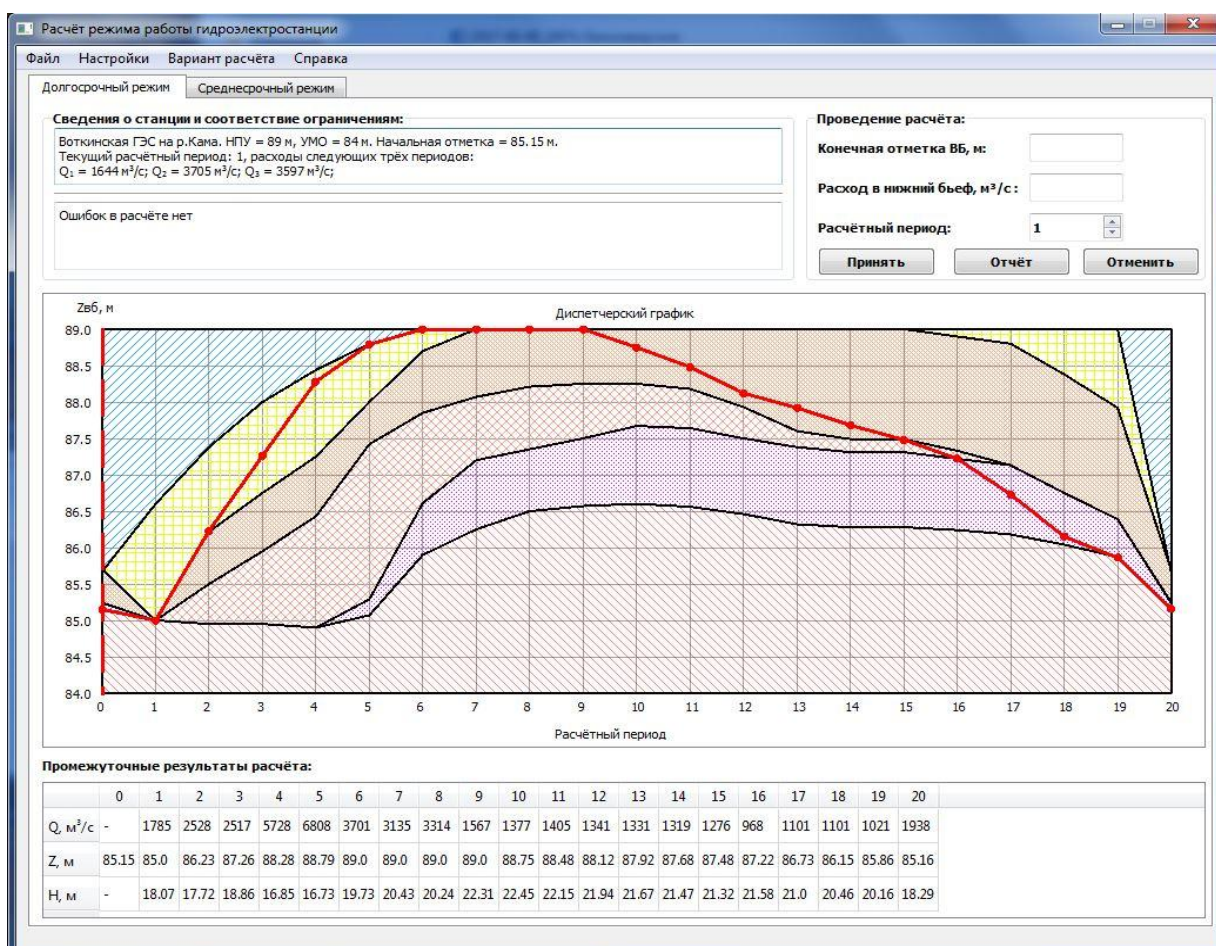


Рис. 1. Внешний вид окна программного комплекса с нанесенным режимом

5. Заключение

При отработке практических навыков выполнения планирования водно-энергетического режима работы ГЭС студенты очень много времени теряют на выстраивание однотипного алгоритма планирования режима работы ГЭС. Ради экономии времени некоторые характеристики снимаются упрощенно, принимаются допущения, упрощающие расчет.

Из-за внесенных характеристик бьефов и параметров самой станции при работе в данном комплексе заметно сокращается время на подготовку и решение поставленной задачи. В настоящее время комплекс позволяет быстро проводить планирование долгосрочного режима работы ГЭС с учетом требований водопользователей и водопотребителей Воткинского водохранилища с нанесением полученного режима работы на диспетчерский график водохранилища. Данная версия комплекса используется для отработки практических навыков выполнения планирования водно-энергетического режима работы ГЭС.

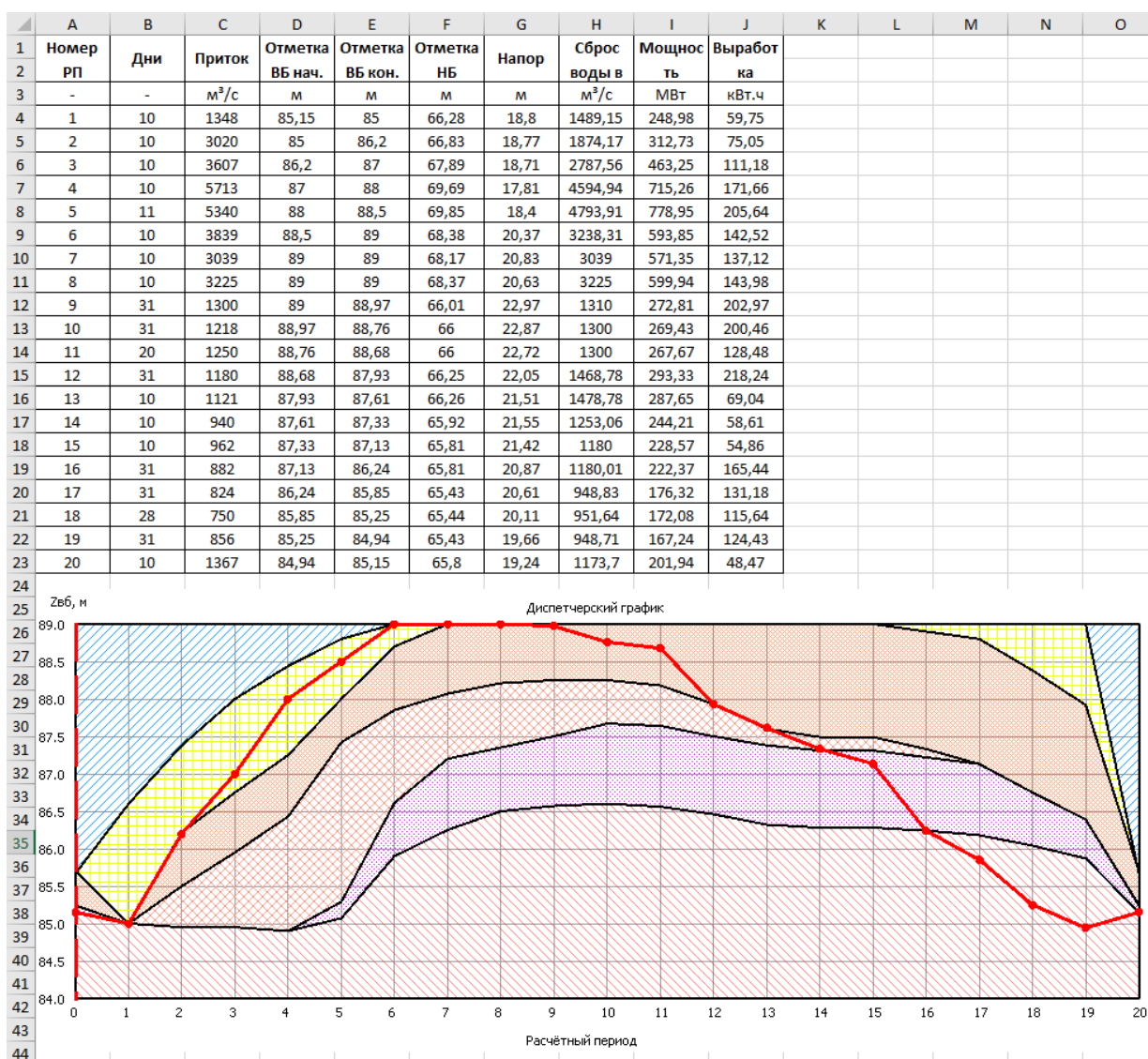


Рис. 2. Внешний вид результатов расчета

Комплекс планируется к расширению за счет добавления имитационных моделей ГЭС, ГАЭС, насосной станции, а также выделению общей части расчетного алгоритма для возможности проведения расчетов других станций или сложных гидроэнергетических систем, а также их построения. В настоящее время данный комплекс используется в качестве инструмента для проведения курсовых работ на кафедре ГВИЭ НИУ МЭИ.

Список использованных источников

1. Брайнин А.Л., Бубер А.Л., Комаровский А.А. Математическая модель и вычислительная технология для выполнения водохозяйственных расчетов комплекса «оз. Байкал. – Иркутское водохранилище», межд. конференция «Мелиорация и водное хозяйство: проблемы и пути решения», г. Москва, 29–30 марта 2016 г., С. 77–84.
2. Русина А.Г., Худжасаидов Д.Х. Повышение эффективности управления режимами электроэнергетической системы, состоящей из

гидроэлектростанций, Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, номер 1, 2017 г. – С. 179–192

3. Труфакин С.С., Совбан Е.А., Русина А.Г. Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангара-Енисейского каскада», межд. конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», г. Казань, 19–23 сентября 2016 г., с. 405–408.

4. Мардиханов А.Х. Оптимизация режимов работы каскадных ГЭС в условиях обеспечения потребностей энергетических и водохозяйственных систем, тезисы докладов конференции «Радиоэлектроника, Электротехника и Энергетика», г. Москва, 14–15 марта 2019 г. – С. 1057.

5. Лопошниченко А.А. Оптимизация расчетов водно-энергетических режимов ГЭС на основе нейросетевой обработки информации, конф. «Гидроэлектростанции в XXI веке», г. Саяногорск, Черемушки, 12 мая 2020 г. – С. 345–348.

6. Azizipour M, Ghalenoei V. Optimal Operation of Hydropower Reservoir Systems Using Weed Optimization Algorithm, Water Resources Management, выпуск 11/2016.

7. Feng Z., Ziu W, Zhou J. Multiobjective Operation Optimization of a Cascaded Hydropower System, выпуск 10, Октябрь 2017 г.

8. Абакшин П.С., Протопова Т.Н., Лазаренко В.А., Программный комплекс расчета оптимальных долгосрочных и среднесрочных режимов каскадов ГЭС (БВД-М), свидетельство о государственной программе для ЭВМ, RU 2017614167 от 06.04.2017.

9. Митрофанов С.В., Русина А.Г., Арестова А.Ю., Калинин А.Е., Разработка имитационной модели работы каскада ГЭС. Вестник казанского государственного энергетического университета, г. Казань, том 11, номер 2, 2019 г. – с. 116–126.

10. Каптарь С.Ю. Программа для электронных вычислительных машин «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангара-Енисейского каскада», свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, RU 2017615925 от 11.08.2017.

11. Труфакин С.С. Стохастическая оптимизация долгосрочных режимов работы гидроэнергетических систем и комплексов, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, 2020 г.

12. Труфакин С.С., Совбан Е.А., Русина А.Г. Разработка программного обеспечения «Водноэнергетический расчет ГЭС Ангара-Енисейского каскада», Известия Высших учебных заведений. Проблемы энергетики, номер 9–10, г. Казань, 2016 г., с. 105–111.

13. Егоров М.В., Протопова Т.Н., Имитационное моделирование оперативного водноэнергетического баланса ГЭС Волжско-Камского каскада. Энергия единой сети, г. Москва, номер 1. 2013 г.

14. Приказ Федерального агентства водных ресурсов от 07.11.2015 N 225 «Об утверждении Правил использования водных ресурсов Камского и Воткинского водохранилищ на р. Кама».

15. Александровский А.Ю., Силаев Б.И. Гидроэнергетические установки: учебное пособие. – М.: Издат-во МЭИ, 2005.

16. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2019617976 «Учебный программный комплекс по планированию режима работы гидроэлектростанции». Дата регистрации 25 июня 2019 года.

Н.С. Зоболев, К.П. Курленко, А.А. Ачитаев

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРУПНОЙ СОЛНЕЧНОЙ СТАНЦИИ НА РЕЖИМНУЮ НАДЕЖНОСТЬ ПРИ ЕЕ РАБОТЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

The issues discussed in this article relate to many problems of stochastic renewable generation, the main of which is to ensure the parallel operation of the SES with the power system. The reason can be attributed to the operation of the station by random operation, depending on weather conditions, and various disturbances in the electrical network.

Keywords: voltage regulation, network inverter, solar power plant, multi-level frequency converter, voltage landing, remote short circuit, electric energy storage system, power fluctuations, operating modes, mathematical model of a solar power plant.

На сегодняшний момент влияние возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на развитие энергетики усиливается. Рост эффективности эксплуатации солнечной энергии в энергетических установках интересен не только изолированным и удаленным потребителям, но и крупным солнечным электрическим станциям (СЭС), которые могут быть рассмотрены в качестве источника возобновляемой генерации.

Вопросы, рассмотренные в данной статье, касаются многих проблем стохастической возобновляемой генерации, главной из которых является обеспечение параллельной работы СЭС с энергосистемой. К причинам можно отнести работу станции по случайной, в зависимости от погодных условий, работе и различные возмущения в электрической сети. Колебания солнечного излучения из-за изменения погодных условий служат основной причиной колебаний выходной мощности СЭС [1,2]. В связи с этим умеренные колебания могут воздействовать на выработку электрической энергии традиционных электростанций.

Наиболее серьезные колебания выходной мощности СЭС зачастую происходят при максимальном уровне освещенности. Этот период обычно совпадает с периодом непиковой нагрузки электрической сети, что обуславливает наибольший уровень влияния СЭС на ЭЭС.

В качестве решения этой проблемы можно принять систему накопления электрической энергии (СНЭЭ). Принцип действия

представляет собой зарядку накопителя энергии в дневное время, когда генерация максимальна, и выдачу ее в момент, когда генерация снижается.

При интеграции большого объема ВИЭ существует проблема неравномерности и труднопрогнозируемости их режимов работы. При этом ошибки планирования требуют наличия большого объема резервов мощности, что влечет за собой, в конце концов, увеличение стоимости электрической энергии.

Колебания в выдаче мощности СЭС, вызванные облачностью, приводят к дополнительным расходам на обеспечение резервных мощностей и обуславливают проблемы поддержания частоты и напряжения в электрических сетях. Значительные колебания мощности повышают вероятность аварии в энергосистеме.

Величина колебаний мощности СЭС определяется ее установленной мощностью: чем больше установленная мощность СЭС, тем меньше величина колебаний мощности.

Из вышеперечисленного следует, что возникают неполадки с регулированием напряжения, перегрузка или недозагрузка, а также ложные срабатывания РЗА. Дополним, что в составе СЭС имеются разного рода устройства силовой электроники, которые вызывают гармонические искажения с разными резонансами. Следовательно, колебания мощности на выходе СЭС приводят к падению качества электросети.

Гармонические составляющие тока и напряжения достаточно влияют на элементы системы электроснабжения. Также они увеличивают вероятность возникновения резонансных коммутационных перенапряжений, что приводит к быстрому износу оборудования систем электроснабжения.

Этот вопрос рассматривается и прорабатывается разными авторами, в том числе и зарубежными, вводя новые технологии и разного рода усовершенствования имеющихся установок. Например, улучшение выпрямительных устройств увеличением числа фаз, использование активных и пассивных фильтров, изменение соединения обмоток силовых трансформаторов или же отдельное питание мощных нелинейных нагрузок.

Одним из первых перспективных решений была представлена СЭС из фотоэлектрических модулей (ФЭМ), которые преобразуют световую энергию Солнца в электрическую с помощью инвертора в переменный ток, подаваемый в ЭС.

Инвертор обязателен при передаче электрической энергии в сеть, так как является основным преобразователем энергии на СЭС, следовательно, производительность инвертора в большей степени оказывает влияние на общий КПД.

Инвертор представляет собой прибор, состоящий из нескольких частей, главные из которых – силовые схемы и системы управления. Получение сигнала о токах и напряжениях от силовой схемы происходит в системе управления, которая, в свою очередь, так формирует сигнал управления,

чтобы в сеть мощность передалась синхронно и требуемой величины. Система управления может менять алгоритм коммутации ключами так, чтобы при изменении параметров сети режим работы инвертора сохранялся. При первоначальной установке и настройке инвертора задаются граничные значения параметров сети, при которых может произойти ограничение мощности или отключение инвертора. Имеется несколько режимов работы инвертора, в которых он выполняет функции ведущего источника напряжения, в зависимости от параметров сети в текущий момент времени. Это может быть нормальный режим работы, когда напряжение солнечной станции в допустимом диапазоне, а параметры сети соответствуют допустимым, инвертор генерирует энергию в сеть, иначе включаются другие режимы, а инвертор находится в частично отключенном состоянии. Выбор режима происходит при помощи установки значений соответствующих параметров через сервисное программное обеспечение, при этом подключение к инвертору прямое или дистанционное средствами диспетчеризации СЭС.

Рассмотрев такую технологию как сетевая фотоэлектрическая инверторная станция, была выявлена высокая надежность и быстродействие при эксплуатации в условиях установившихся и аварийных режимов.

В данной работе в качестве объекта исследования была представлена Ининская СЭС, изучено влияние СЭС на режимную надежность при ее работе в энергосистеме, на основе которого будет определен ряд таких требований по осуществлению регулирования станций, которых на данный момент нет.

В первом приближении за некий «эталон» нормативно-правовой базы принят Grid Codes. [5,6]

Для выполнения нормативно-технических требований данных сетевых инструкций необходимо понимать о недостатках параллельного подключения СЭС к сети. Чтобы устранить этого недостаток, надо найти способ, который будет учитывать влияние токов подпитки от влияния КЗ во внешней сети. Это является целью данного исследования.

Главным недостатком солнечной электростанции является то, что из-за большой электрической удаленности и невозможности увеличения регулирования ПБВ трансформаторов, Ининская СЭС работает в условиях пониженного напряжения, даже с учетом зарядной мощности линии. Данный режим работы чреват тем, что даже при удаленных КЗ посадка напряжения может достичь существенного значения, которое приводит к насыщению контроллера тока инверторов напряжения и последующему выделению на островной режим сети.

В целях учета уставок технологической защиты инверторов LVRT, нами были проведены исследования и разработана структурная схема сетевого инвертора напряжения. Суть заключается в осуществлении

управления режимами системы на уровне преобразователя частоты с фазовой автоподгонкой частоты и учета тока подпитки во внешней сети.

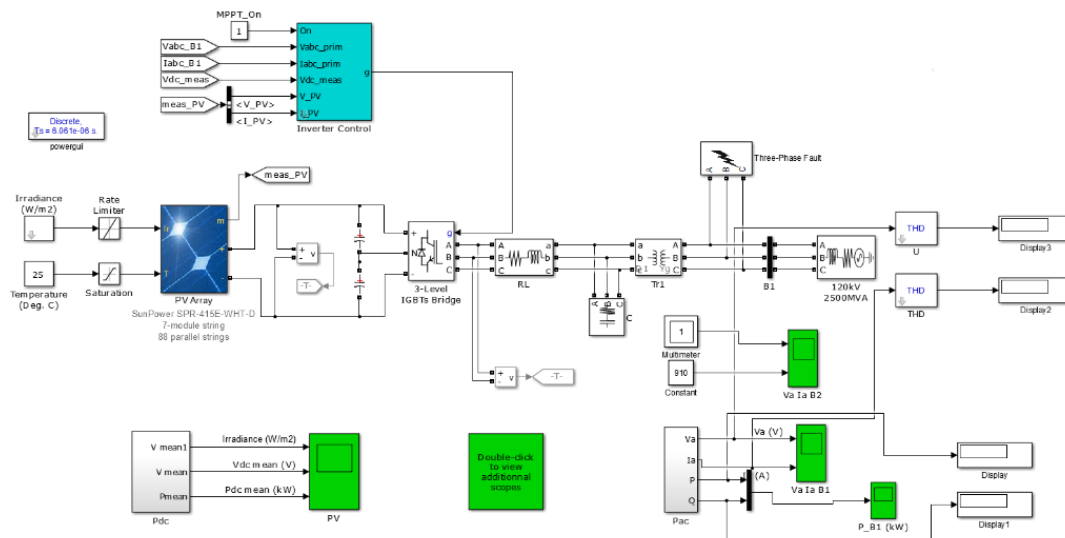


Рисунок 1. Структурная схема регулирования Ининской СЭС

Далее были построены осциллограммы нормального режима работы станции и режима «удаленного КЗ за инвертором». Результаты приведены на рисунке 2.

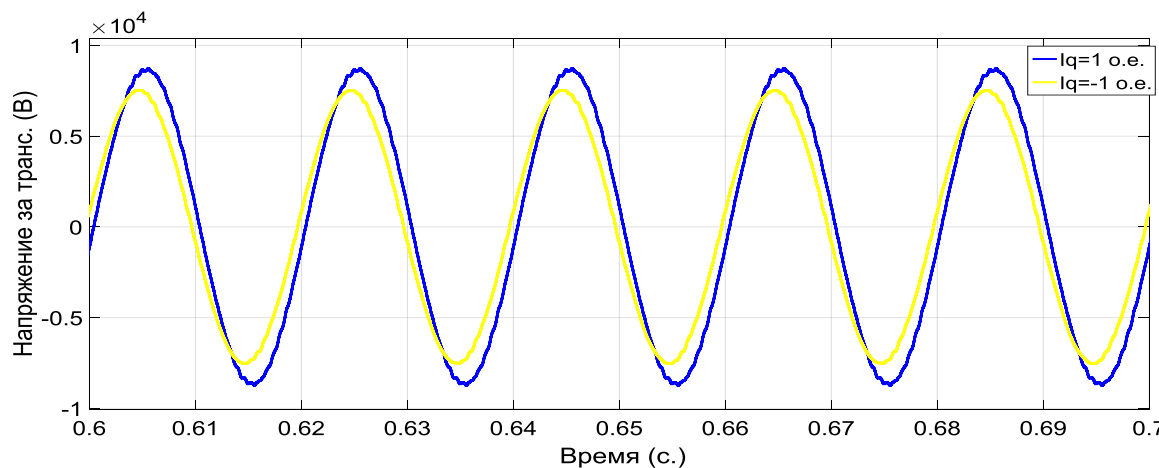


Рис. 2. Осциллограмма нормального режима и режима КЗ

Как видно из рисунка 2, при КЗ удастся достичь незначительной посадки напряжения путем регулирования инвертором.

Закключение

В данной статье была составлена математическая модель СЭС и сформированы результаты учета влияния на внешнюю сеть СЭС с многоуровневым преобразователем частоты. Рассмотрены параметры тока в сети при коротком замыкании и нормальной схеме. Отсутствие единой

нормативно-технической документации создает ряд трудностей при работе новых видов станций в энергосистеме, имеющих новые качества. Исследование режимов и возможности подключения СЭС при ее проектировании требует проведения множества расчетов, в том числе и учета прогнозирования электропотребления и перспективного перетока мощности в контролируемых узлах нагрузки.

Список использованных источников

1. Исследование влияния крупной СЭС на переходные процессы при возмущениях во внешней сети. Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 3 (48 – С. 52–59.) / К.А. Скурихина, М.Г. Тягунов, В.В. Чумаченко, А.В. Субботин.
2. «Моделирование и динамические характеристики генерации с использованием выпрямителей в исследованиях передающей и распределительной сети энергосистемы» – отчет об участии в заседаниях совместной рабочей группы комитетов CIGRE C4, C6 и CIRED, 2014 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets.
3. Об изменении методологического подхода к разработке схемы выдачи мощности ВЭС/СЭС / Материалы 7-го Всероссийского совещания главных инженеров-энергетиков в рамках VIII Международной выставки по промышленной безопасности и охране труда SAPE - 2017. Сочи, 14.04.2017./ Ярош Д.Н.
4. From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter / Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D., Izco, E. // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. – 2011. Volume 19, Issue 5. – pp. 505–510.
5. V. Kumar, A. S. Pandey and S. K. Sinha, «Grid Integration and Power Quality Issues of Wind and Solar Energy System: A Review» in International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronics and Sustainable Energy Systems (ICETEESES-16), Uattar Pradesh, 2016.
6. Schwartfeger L., Santos-Martin D. Review of Distributed Generation Interconnection Standards. Conference & Exhibition, 2014, 18–20 June, Auckland.
7. Bründlinger Roland. Grid Codes in Europe for Low and Medium Voltage. AIT Austrian Institute of Technology 6th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy, November 18, 2014.

Н.В. Лазарева, А.А. Проскурина

А.А. Сысоев, А.Г. Васьков

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

г. Москва

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАЛЫХ ГЭС

This work presents an analysis of technical regulatory documents related to small scale hydroelectric power plants, analysis and calculation of technical and economic indicators of small-scale hydroelectric power plants, identifies the most influencing parameters on the cost of small sale HPPs and gives some recommendations for reducing the cost of construction and operation of small-scale hydroelectric power plants.

Keywords: small-scale hydroelectric power plant, small hydropower engineering, unified equipment, typification of projects, automation of small-scale hydropower plants, technical and economic characteristics, normative documents, decrease in value.

1. Введение

В последнее десятилетие, когда усилилась обеспокоенность по поводу глобального изменения климата и усилилась критика по поводу традиционных источников энергии на основе ископаемого топлива, возрос интерес к развитию внутренних возобновляемых источников энергии. Однако на данный момент ни одна технология не зарекомендовала себя как панацея от энергетических проблем, и поэтому усилия продолжают по целому ряду направлений возобновляемой энергии.

Сегодня до сих пор не существует согласованного определения «малой» гидроэнергетики. Верхний предел мощности колеблется от 2,5 до 25 МВт. Наиболее распространенным принятым значением максимума в мире считается 10 МВт, хотя в Китае мощность официально составляет 25 МВт. Это произвольное деление, и многие используемые принципы применимы как к меньшим, так и к большим схемам.

Признано, что возобновляемые источники энергии могут помочь в диверсификации энергетических систем, обеспечивая надежную электроэнергию для необходимых стандартов качества, способствовать борьбе с глобальным потеплением и создать рабочие места в отдаленных сельских районах. Малая гидроэнергетика имеет большее признание и лучший коэффициент мощности по сравнению с другими возобновляемыми источниками. Она доступна в отдаленных от основного центра населения районах, и поэтому это удобный источник для предоставления льгот на

электроэнергию изолированным территориям. В сегодняшнем сценарии доля малых ГЭС в общем гидроэнергетическом потенциале во всем мире растет, а электрические сети питаются также от этих малых гидроэлектростанций [1].

Данная работа посвящена анализу технико-экономических характеристик МГЭС и приведению рекомендаций по снижению стоимости строительства и эксплуатации малых ГЭС на основе постановления [2].

2. Определение проблемы и постановка задачи

Сегодня проектирование и строительство малых ГЭС осуществляется по тем же правилам, что и крупных ГЭС. Методики выбора и обоснования основных параметров МГЭС также не отражены в современных нормативных и методических разработках. Крупномасштабные гидроэнергетические проекты применялись для удовлетворения растущего спроса на энергию и обеспечения максимального вклада в экономику за счет водных ресурсов. Эти особенности привели к игнорированию проектов малой гидроэнергетики в стране в предыдущие десятилетия. Однако малая гидроэнергетика возродилась как ценный локальный источник энергии благодаря возобновляемой, чистой энергии. В ходе оценочного исследования было установлено, что общий теоретический гидроэнергетический потенциал России оценивается в 2900 млрд кВт·ч в год, который освоен лишь на 20% [1].

В России в соответствии с ГОСТ 51238-98 «Гидроэнергетика малая» к МГЭС относятся гидроэлектрические станции с установленной мощностью до 30 МВт, с агрегатами единичной мощностью не более 10 МВт и диаметром рабочего колеса не более 3 м. Кроме того, в ГОСТ 51238-98 отдельно выделены миниГЭС и микроГЭС: к миниГЭС относятся гидроэлектрические станции с установленной мощностью от 100 до 1000 кВт; к категории микроГЭС — до 100 кВт. Между ними существуют технические, конструктивные и технологические различия, которые до конца нормативно не определены [3].

Для гидрогенерирующих объектов с установленной мощностью в диапазоне от 5 до 25 МВт основные технические параметры и требования целесообразно разрабатывать с учетом постановления [2], т. е. под условия договоров о предоставлении мощности [4].

Развитие мировой возобновляемой энергетики свидетельствует о настоятельной необходимости поддержки возобновляемой энергетики со стороны государства. Низкая платежеспособность и спрос населения и предприятий являются основной сложностью развития ВИЭ при огромном потенциале.

3. Расчет технико-экономических показателей

Необходимо учитывать местные конкретные условия, целесообразность сооружения малых ГЭС, а также стоимость самой малой ГЭС при строительстве или реконструкции таких объектов. Для определения рациональности сооружения МГЭС используются удельные, стоимостные и количественные показатели.

К основным энергетическим параметрам малых ГЭС относят: установленную мощность, годовую выработку электроэнергии, число гидроагрегатов, расчетный напор и расчетный расход [5].

По методике, указанной в [5], определяются стоимости этапов строительства и эксплуатации малой гидроэлектростанции.

Таблица 1. Затраты на каждом этапе

Этап	Стоимость, руб.
Определение стоимости основного оборудования МГЭС	19000000
Определение стоимости МГЭС	76000000
Затраты на обслуживающий персонал	2728248
Текущий ремонт	1185600
Запасные части	250800
Амортизация	1527600
Прочее (непредвиденное)	248612,4
Себестоимость 1 кВт·час электроэнергии МГЭС	1,32/кВт*час
Удельная стоимость 1 кВт установленной мощности МГЭС	76000/кВт

Итого:

Этап строительства: $76 \text{ млн} + 19 \text{ млн} = \mathbf{95 \text{ млн рублей}}$ (1)

Этап эксплуатации: $2,7 \text{ млн} + 1,2 \text{ млн} + 0,3 \text{ млн} + 1,5 \text{ млн} + 0,2 \text{ млн} = \mathbf{5,9 \text{ млн рублей в год}}$ (2)

При комплексном использовании узла гидроэлектростанции технико-экономические показатели малых ГЭС. Наличие готового напорного фронта снижает удельные капиталовложения на 30–50%, как сообщает американская фирма «Allis-Chalmers».

Сокращение сроков проектирования и строительства малых ГЭС является ключевым моментом улучшения результативности проектирования и строительства объектов малой гидроэнергетики. Вследствие широкого использования образцовых и унифицированных проектов многие иностранные компании гарантируют ввод в эксплуатацию МГЭС уже через 12–15 месяцев после получения заказа. Использование типовых проектов позволяет снизить стоимость проекта малой гидроэлектростанции. Поэтому унификация проектных решений малых ГЭС является актуальной задачей.

В таблице 2 приведена структура затрат на малые ГЭС ($N = 500 \text{ кВт}$, $H=18 \text{ м}$; с готовым напорным фронтом) в зависимости от вида проектирования [7].

Таблица 2. Структура затрат на малые ГЭС

Статья расхода	Стоимость*	
	Индивидуальный проект	Типовой проект
Турбина	22800/30	21090/37
Проектирование	19760/26	6270/11
Мультипликатор	6840/9	6270/11
Затвор на входе	6080/8	5130/9
Гидротехнические сооружения	5320/7	4560/8
Прочие сооружения	100/20	14250/25
Всего	76000/100	57000/100

*в числителе стоимость в тыс. рублей, в знаменателе – в %

4. Рекомендации по снижению стоимости строительства и эксплуатации МГЭС

Одной из проблем малой гидроэнергетики является большой срок окупаемости малых станций по сравнению с другими альтернативными источниками энергии на базе солнечной и ветровой энергии. Инвесторы неохотно вкладывают средства в такие проекты, так как вложенные средства окупаются и приносят чистую прибыль лишь через 7–9 лет [7,8].

Недостаток регулирующей законодательной базы для проектирования и конструирования современного и высокотехнологичного оборудования, затруднение с высококлассными кадрами являются препятствиями в улучшении отечественного машиностроения для малых гидроэлектростанций.

В связи с этим можно выделить три основных направления по снижению экономических затрат:

- полностью автоматизированная эксплуатация малых ГЭС;
- типизация проектных решений;
- унификация оборудования, требуемого для малых ГЭС.

По причине того, что эксплуатационные расходы малой ГЭС существенно влияют на ее эффективность, а затраты на обслуживающий персонал достаточно велики, то основой формирования принципов снижения эксплуатационных расходов на МГЭС должно быть сокращение штата до минимума.

Сформулируем целесообразные требования к оборудованию малых ГЭС: вспомогательное оборудование, требуемое для работы и безопасности гидроагрегата, должно быть автоматизированным; количество вспомогательного оборудования должно быть минимальным; гидротехническое и электротехническое оборудование должно быть простым в управлении и обслуживании; ремонт оборудования должен заключаться в замене стандартизированных изнашиваемых узлов запасными; для охраны ГЭС должны быть предусмотрены специальные автоматические охранные устройства и другое.

Тип гидротурбины, выбираемой в проектной документации для

установки в здании малой ГЭС, зависит от двух факторов — напора воды H и пропускаемого расхода воды Q . После выбора типа гидротурбины возможно приступить к разработке конструкции здания малой ГЭС, т. к. все основные параметры здания напрямую определяются типом гидротурбин.

Несколько упрощая, можно задать основные диапазоны напоров и расходов воды, и этим диапазонам будут соответствовать различные типы гидротурбин:

1. Напор менее 10 м, расход гидротурбины 5–20 м³/с: тип гидротурбины – вертикальная пропеллерная гидротурбина, конструкция здания малой МГЭС – здание с прямоугольной турбинной камерой.

2. Напор 10–20 м, расход гидротурбины 5–20 м³/с: тип гидротурбины – горизонтальная осевая гидротурбина с вертикальным генератором.

3. Напор менее 20 м, расход гидротурбины 20–40 м³/с: тип гидротурбины – горизонтальная трубная гидротурбина.

4. Напор свыше 20 м, расход гидротурбины 20–40 м³/с: тип гидротурбины – вертикальная радиально-осевая гидротурбина (турбина Френсиса).

Таким образом, можно перейти к типовым проектам, используя их на схожих малых реках.

Необходимо унифицировать и стандартизировать оборудование, производить его полностью автоматизированным и модульным, наладить серийное производство, а также использовать более долговечные материалы и унифицированные системы регулирования для снижения экономических затрат [8].

С учетом постановления [2] целесообразно разрабатывать требования к таким объектам, как малые ГЭС.

Предлагается следующая примерная классификация малых ГЭС по назначению, охватывающая несколько типовых схем и конструктивных решений малых ГЭС, имеющих существенные отличия, в том числе:

- новые малые ГЭС, с разбивкой серии энергоблоков на три типоразмера по мощности (микро, мини и малые), работающие на автономную (изолированную) нагрузку, без контроля за экономным расходом воды;

- такие же ГЭС, работающие на автономную (изолированную) нагрузку, с контролем за экономным расходом воды;

- такие же ГЭС, работающие на автономную (изолированную) нагрузку, с контролем за экономным расходом воды, со значительными колебаниями напоров;

- малые ГЭС, сооружаемые при гидротехнических сооружениях неэнергетического назначения, работающие на автономную нагрузку в режиме регулируемого водотока;

- малые ГЭС, сооружаемые при гидротехнических сооружениях неэнергетического назначения, работающие на существующую

электрическую сеть в базовом режиме;

– энергоблоки, используемые при реконструкции и перевооружении ранее построенных малых ГЭС.

5. Заключение

Постановление № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» является важным шагом в направлении создания функциональной нормативно-правовой базы, регулирующей ВИЭ в России. Оно создает регулируемую базу, цель которой – сделать инвестиционные проекты ВИЭ рентабельными. Схема поддержки, заложенная в постановлении [3], определяет базу для формирования потока доходов инвестиционных проектов ВИЭ, который позволит по крайней мере определенному числу объектов ВИЭ стать более конкурентоспособными относительно объектов, производящих электроэнергию из традиционных источников энергии.

Для того чтобы проект малой ГЭС мог попадать под [2], она должна быть: мощностью не менее 5 МВт; укладываться в лимит капиталовложений 146000 рублей на 1 кВт установленной мощности; укладываться в лимит эксплуатационных затрат 1482635,04 рублей/МВт в год (индексация на май 2020 года); иметь не менее 65% оборудования отечественного производства.

Список использованных источников

1. Коновалова О.Е., Иванова Е.А., Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления, Труды Кольского научного центра РАН, 2013.

2. Постановление Правительства РФ № 449 от 28 мая 2013 г. «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

3. ГОСТ Р 51238-98 «Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения», разработан АО «Институт Гидропроект», АО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика», введен в действие в Постановлением Госстандарта России от 25 декабря 1998 г. № 461.

4. Медиева Г.А., Экономические рычаги формирования и развития возобновляемой энергетики, Вестник КазЭУ, 2010.

5. Барков К.В., Анализ и методика оценки параметров малых ГЭС, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., г. Санкт-Петербург, 2005.

6. Компания «ИНСЭТ» // <http://inset.ru/price/> (2020. 1 мая).

7. Палишкин Н.А., Мищенко И.А., Экономика строительства малых гидроэлектростанций, журнал Национального университета биоресурсов и природопользования Украины, г. Киев, 2013.

8. Фахразиев И.З., Зацаринная Ю.Н., Малая энергетика России. Анализ текущего состояния и перспективы развития, Вестник технологического университета, г. Казань, 2013.

**А.А. Кременецкая, А.А. Угдыжекова,
Е.Е. Прокушева, Р.Р. Гесслер**
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС И ЕГО ВОЗМЕЩЕНИЕ В РЫБОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ОТРАСЛИ

During the construction of hydroelectric power plants measures should be taken to prevent adverse effects on aquatic biological resources. In some cases, when it is impossible to avoid negative impacts, various compensatory measures are developed for the conservation and restoration of fish stocks and other aquatic organisms. The article evaluates the volume and intensity of the actual impact of hydroelectric power plants, calculates the amount of damage to water bio-resources, and determines the approximate cost of rehabilitation measures.

Keywords: environmental damage, hydroelectric power station, fisheries industry, compensation for damages, influence of hydroelectric unit, zoobenthos, phytoplankton, fishery basin, downstream, calculation of the amount of harm, biomass, rent effect, bioresources, calculation method.

Богучанская ГЭС расположена в Кежемском районе Красноярского края, на р. Ангара, в 444 км от ее устья.

В состав гидротехнических сооружений Богучанской ГЭС входят: бетонная гравитационная плотина, включающая водосбросы 1, 2 и турбинные водоводы; каменно-набросная плотина с асфальтобетонной диафрагмой; здание ГЭС с монтажной площадкой.

В ходе строительства и эксплуатации Богучанской ГЭС было оказано негативное воздействие на водные биологические ресурсы р. Ангара – водного объекта высшей категории рыбохозяйственного значения [12].

Согласно действующему законодательству, при проектировании любого хозяйствующего объекта и осуществлении работ на акваториях и в пределах водосборных бассейнов водных объектов рыбохозяйственного значения должны быть предусмотрены и осуществлены мероприятия по максимальному предотвращению неблагоприятного воздействия на водные биологические ресурсы, условия их обитания и воспроизводства (утв. Минрыбхозом СССР 18.12.1989, Госкомприроды СССР 20.10.1989).

В технических случаях, когда проектные мероприятия не позволяют избежать отрицательного влияния на экологические условия водных объектов и полностью обеспечить сохранение и воспроизводство их биоресурсов,

производится расчет величины вреда, причиняемого водным биологическим ресурсам, и разработка компенсационных мероприятий по сохранению и восстановлению запасов рыбы и других водных гидробионтов.

Основные задачи исследования:

1. Охарактеризовать объем и интенсивность фактического воздействия гидроагрегатов ГЭС на водные биоресурсы.

2. Рассчитать величину вреда, причиняемого водным биологическим ресурсам.

3. Определить ориентировочную величину затрат для проведения восстановительных мероприятий.

Основу кормовой базы рыб, водоемов рыбохозяйственного значения составляют: зообентос, фито- и зоопланктон.

Частичная гибель кормовой базы рыб (макрозообентоса) происходит в прибрежной зоне водохранилища в подледный период, в результате зимней сработки уровня воды.

Влияние гидроагрегатов на кормовую базу рыб (фито- и зоопланктон), учитывая, что приемные окна расположены на глубине 20–44 м, целесообразно оценивать путем сравнения количественных и качественных характеристик, в верхнем бьефе плотины ГЭС (на глубине расположения приемных окон) и в нижнем бьефе, в сопоставлении с количественными характеристиками кормовой базы в реки Ангара (створ ГЭС) до строительства станции и создания водохранилища [3].

До строительства БоГЭС количество фито- и зоопланктона было ничтожно в сравнении с таковыми значениями в водохранилище. Так, биомасса кормовых планктонных организмов в водохранилище в среднем составляет 122,3 мг/м³. До зарегулирования эта величина была равна 4,5 мг/м³. Проходя через гидроагрегаты БоГЭС, 85% биомассы остается жизнеспособными, т. е. в нижний бьеф БоГЭС поступает планктонных организмов в 23 раза больше, чем было до заполнения водохранилища. Таким образом, в количественных характеристиках планктонные организмы реки Ангара ниже БоГЭС не пострадали; на этом участке реки отсутствуют рыбы, потребители этих организмов и, следовательно, даже гипотетически негативные изменения в этом звене пищевой цепи не имели бы отношения к расчету вреда ихтиофауне нижнего бьефа БоГЭС. Эти исследования проводились в рамках годового цикла: весна, лето, осень, зима. Планктонные ракообразные и коловратки из водохранилища, попадая в речные условия, частично погибают. Главным фактором гибели лимнофилов являются скорости течения, взвешенный минеральный seston, перепад температур водохранилища и реки. Особенно подвержены скоростям течения планктонных ветвистоусые виды рода *Daphnia*, у которых засоряется фильтрационный аппарат минеральным сестоном. Как видно из таблицы 1, на створе 5000 м ниже плотины биомасса ветвистоусых уменьшилась почти в 2 раза.

Расчет величины вреда, причиняемого водным биоресурсам, и стоимости мероприятий для его возмещения выполняется на основе «Методики исчисления размера вреда, причиненного водным биологическим ресурсам», утвержденной приказом Росрыболовства от 25.11.2011 № 1166. [3].

Таблица 1. Биомасса (мг/м³) зоопланктона в приплотинной части водохранилища (горизонты 15–25 и 25–50 м), в Ангаре (500, 2000 и 5000 м ниже плотины ГЭС) и % (от общей биомассы) травмированных организмов

Дата отбора проб	Водохранилище		р. Ангара					
	15–25	25–50	500 м		2000 м		5000 м	
			«живые»	трав-ные, %	«живые»	трав-ные, %	«живые»	трав-ные, %
Июнь	140	60	60	27	–	–	15	7
Июль	480	140	150	18	110	29	67	34
Октябрь	235	250	160	3	–	–	210	2
Март	3	2	7	22	4,3	2	5	5

В качестве исходной информации о состоянии водных биоресурсов являются научные статьи, фондовые материалы исследовательских организаций, в том числе подчиняющихся Росрыболовству, результаты мониторинга водных биоресурсов, производственного экологического контроля, инженерных изысканий и других специальных исследований. В районе намечаемой деятельности проводятся обследования водного объекта рыбохозяйственного значения или дополнительные научно-исследовательские работы.

Исчисление размера вреда определяется как в кг, т, так и в денежном эквиваленте.

Определение потерь водных биоресурсов от гибели зоопланктона, фитопланктона, бентоса, а также мелкого nekтона, учитывая, что поврежденные и погибшие организмы кормового бентоса производится по методике, указанной выше [3].

Ссылаясь на данные А.Ф. Никольского и Л.А. Безрукова [4], Л.Ф. Колягина и Н.М. Пронина [11], на воспроизводство 1 тонны рыбы в год затраты составят 0,83 млн руб. В нижнем бьефе Богучанской ГЭС запасы ценных видов рыб составляют около 250 тонн. По подсчетам ученых и специалистов рыбоохраны, после создания Богучанской ГЭС данные запасы уменьшаются почти на 240 тонн и фактически будут сведены к 0. Расчет потеряннного годового рентного эффекта в рыбном хозяйстве на р. Ангара после заполнения Богучанского водохранилища представлен в таблице 2.

Таблица 2. Расчет потерянного годового рентного эффекта в рыбном хозяйстве на р. Ангара после заполнения Богучанского водохранилища

Богучанское вдхр. При различных НПУ, м	Запасы ценных видов рыб		Уменьшение запасов рыбы за счет создания вдхр	Потерянный годовой рентный эффект, млн руб.
	в Ангаре до создания, т	в вдхр, т		
1	2	3	4	5
При 208	250	10	240	199,2
При 183	220	8,8	211,2	175,3
При 173	207,9	8,3	199,6	165,7

Нересто-вырастное хозяйство по проекту должно было обеспечивать к компенсации 30 т ежегодно (мощность хозяйства).

Согласно акту выпуска от 21.08.2020 № 13.1 и Договору на выполнение работ по искусственному воспроизводству от 18.12.2019 № 13.1.ИБ-К-Богучанская ГЭС-ос/2020 вред компенсирован путем выпуска 218182 экземпляров осетра сибирского в размере 2400 кг (2,4 т) в 2020 г., это лишь частичное возмещение вреда, общий объем возмещения – 30 т ежегодно.

Восстановительные мероприятия проводятся в водном объекте или рыбохозяйственном бассейне. Если их проведение невозможно посредством искусственного воспроизводства отдельных видов водных биоресурсов, то восстановление предполагается в отношении более ценных или перспективных для воспроизводства, либо добычи видов с последующим выпуском искусственно выведенных личинок или молоди в р. Ангара в количестве, равном теряемым водным биоресурсам.

Для компенсационных мероприятий в Богучанском водохранилище рекомендуется воспроизводство и выпуск подращенной молоди хариуса, осетра, либо пеляди. Количество выпуска рыб определяется по той же методике [3].

В Приложении к «Методике...» [3] для Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского регионов величина коэффициента пополнения промыслового запаса (промыслового возврата) для молоди хариуса – 0,6%, пеляди – 1,4%, осетра – 0,11% (учитывая, что масса самцов и самок различна, принимается средняя величина):

$$N_M (\text{хариус}) = 625 / (0,3 \times 0,6/100) = 347222 \text{ шт.}$$

$$N_M (\text{пелядь}) = 625 / (0,8 \times 1,4/100) = 55803 \text{ шт.}$$

$$N_M (\text{осетр}) = 625 / (10 \times 0,11/100) = 56818 \text{ шт.}$$

Величина затрат, связанных с выращиванием и выпуском в естественные водные объекты подращенной молоди рыб, согласно Приказу [5], в 2014 г. стоимость 1 шт. сеголетка (Красноярский край) составляла:

– хариуса – 18,4 руб.;

- пеляди – 5,92 руб.;
- осетра – 13,8 руб.

Ориентировочные затраты на воспроизводство необходимого количества подращенной молоди, для компенсации причиняемого вреда, составят:

- хариуса – $347222 \times 18,4 = 6388,885$ тыс. руб.;
- пеляди – $55803 \times 5,92 = 330,354$ тыс. руб.;
- осетра – $56818 \times 13,8 = 784,088$ тыс. руб.

Расчет величины причиняемого вреда проведен с учетом положений действующей методики [3] по потерям рыбопродукции в результате гибели организмов, составляющих кормовую базу рыб, на участке прибрежной зоны водоема, осушаемого в период зимней сработки уровня водохранилища.

Расчетная величина вреда, причиняемого водным биологическим ресурсам, за пятилетний период деятельности составит 625 кг рыбы в год.

В качестве основного компенсационного мероприятия рекомендуется воспроизводство и выпуск подращенной молоди хариуса, в количестве 347222 шт., в Богучанское водохранилище, либо выпуск молоди ценного вида рыб, осетра, в количестве 56818 шт., либо более перспективного в промысловом отношении виде, пеляди, в количестве 55803 шт.

Ориентировочные затраты на воспроизводство необходимого количества подращенной молоди, для компенсации причиняемого вреда, составят:

- хариуса – 6388,885 тыс. руб.;
- пеляди – 330,354 тыс. руб.;
- осетра – 784,088 тыс. руб.

Проведение восстановительных мероприятий осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12 февраля 2014 № 99 «Правила организации искусственного воспроизводства водных биологических ресурсов».

Список использованных источников

1. Аннотированный каталог круглоротых и рыб континентальных вод России / под ред. Ю.С. Решетникова. М.: Наука, 1998.
2. Биологическое обоснование целесообразности оснащения гидротехнических сооружений Жигулевской ГЭС рыбопропускными и рыбозащитными устройствами. Отчет о НИР. СО ФГНУ «ГосНИИОРХ». Волгоград. 2011 г.
3. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным биоресурсам, утвержденная приказом Росрыболовства от 25.11.2011 г. – № 1166.
4. Безруков Л.А., Никольский А.Ф. Экономическая оценка ущерба от негативного воздействия Ангарского каскада ГЭС и водохранилища на

природу, хозяйство и население Иркутской области // География и природные ресурсы. 1995. – №1. – С. 125–134.

5. Методика расчета объема добычи (вылова) водных биологических ресурсов, необходимого для обеспечения сохранения водных биологических ресурсов и обеспечения деятельности рыбоводных хозяйств, при осуществлении рыболовства в целях аквакультуры (рыбоводства) (Приказ Минсельхоза России от 30.01.2015 № 25).

6. Временные правила использования водных ресурсов Богучанского водохранилища на р. Ангаре на период начального наполнения и первого этапа эксплуатации. ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука». Москва, 2010 г.

7. Зенин А.А. О характере перемешивания водных масс в приплотинной части Цимлянского, Горьковского, Куйбышевского и Сталинградского водохранилищ. Гидрохимические материалы. 1961. Т. 32. С. 45–53.

8. Экспертное заключение на нормативно-технический документ «Гидравлические электростанции (ГЭС). Требования к режиму эксплуатации турбин ГЭС в режимах защиты планктона от кавитационного воздействия» М.: Межведомственная ихтиологическая комиссия, 1995. 6 с.

9. Ковальчук Л.А. Теоретические и экспериментальные основы оценок запасов гидробионтов: вероятностный подход// Наук. праці УкрНДГМІ. – 2001. – Вип. 249.

10. Луферова Л.А. Влияние ГЭС на зоопланктон Горьковского водохранилища // Бюллетень Института биологии водохранилищ АН СССР. 1960. № 6. С. 38–39.

11. Калягин Л.Ф. Пронин Н.М. Сезонные изменения уровня и динамика численности весенне-нерестующих рыб (плотва, елец, окунь) по данным промысловой статистики // Гидроэнергетика и состояние экосистемы озера Байкал. Новосибирск, 1999. – С. 74–94.

12. «Временная Методика оценки ущерба, наносимого рыбным запасам в результате строительства, реконструкции и расширения предприятий, сооружений и других объектов и проведения различных видов работ на рыбохозяйственных водоемах» (утв. Минрыбхозом СССР 18.12.1989, Госкомприроды СССР 20.10.1989).

С.Н. Удалов, К.А. Бархатов, К. П. Синельникова
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **А.А. Ачитаев**

УПРАВЛЕНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ С СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРОМ НА ПОСТОЯННЫХ МАГНИТАХ И МАГНИТНЫМ ВАРИАТОРОМ

In this paper, we consider a controller that provides integrated control of a wind turbine with a magnetic variator with a variable pitch of the blade angle and a variable speed of rotation of the wind turbine. A promising direction for the construction of wind power systems is currently the use of electromagnetic variators as part of wind power plants. This work is devoted to the study of electric power systems that include wind turbines with electromagnetic variators. The variator is built between the wind turbine and the generator, instead of a mechanical gearbox. The high-speed change in the torque of the electromagnetic variator allows you to keep the speed of the generator.

Keywords: wind turbine, wind energy conversion systems, variator, controlled flexible communication, pitch angle, schema, vector control system, control circuit, synchronous and asynchronous generators, rotation frequency.

Все большую часть ветроэнергетического рынка захватывают ветроэнергетические установки (ВЭУ) с переменным шагом ветровых турбин (VS-VP WT). Можно снизить механическую усталость за счет системы управления и аэродинамики, а также получать максимальную энергию в большом диапазоне ветра. Для генераторов мощностью несколько мегаватт данная конфигурация подойдет лучше всего. Для того чтобы удовлетворять различные требования во время переходного процесса, например, минимальные колебания выходной мощности, минимизация шума и т. д., контроллер должен быть спроектирован таким образом, чтобы был плавный переход между зоной 2 и 3, которые видны на рисунке 1.

На рисунке 2 показана базовая структура ветряной турбины. Функционирующие друг от друга независимо две цепи представлены в данной конфигурации. На рисунке 2, в верхней его части, представлен контур регулирования шага угла заклинивания, который играет большую роль для регулирования скорости ротора турбины в зоне 3. В этой области разная

скорость ротора пропорциональна скорости ветра и является функцией крутящего момента в контуре управления, показанном в нижней части рисунка 2. Угол заклинения лопасти должен принимать оптимальное значение, когда скорость ветра ниже номинальной, так как необходимо поддерживать работу с максимальным коэффициентом мощности C_p .

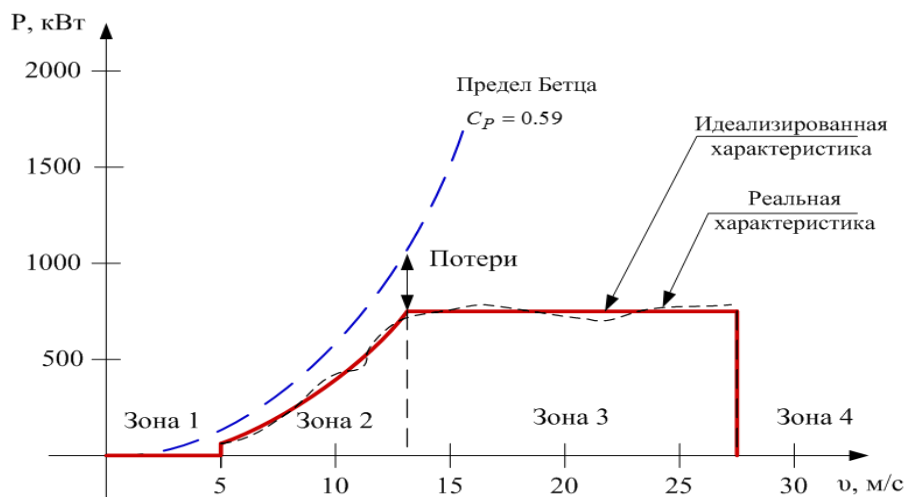


Рис. 1. Энергетическая характеристика ВЭУ

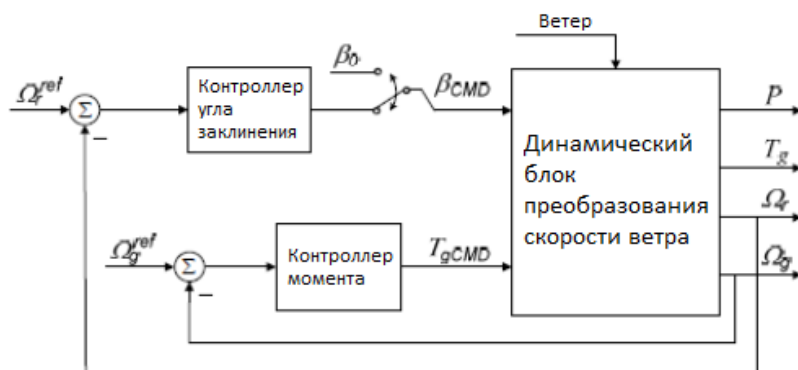


Рис. 2. Структурная схема алгоритма управления мегаваттной ветровой турбиной

Из-за нелинейности ветряной турбины контроллер рассчитан на определенные рабочие моменты, а именно – в аварийных режимах, при нагрузке, изменении скорости ветра и т. д. Для оптимизации компромисса между снижением механической нагрузки на узлы ветряной турбины и максимальным захватом энергии из потока ветра и создан контроллер.

На рисунке 3 представлена основная схема ветряной турбины с вариатором, работающим с переменной скоростью вращения при преобразовании энергии ветра.

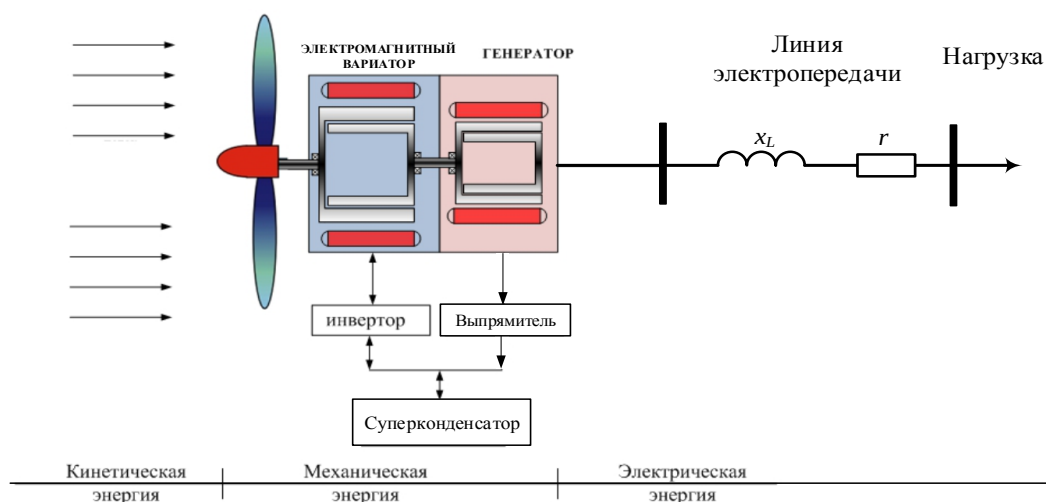


Рис. 3. Компонировка ВЭУ с использованием электромагнитного вариатора

Модель вариатора

Электромеханическая система, в которой имеется функция создания дополнительного крутящего момента с целью стабилизации скорости на валу генератора и регулирования выходного крутящего момента, называется электромагнитным вариатором.

При переходных процессах в энергосистеме функцию демпфера выполняет электромагнитный вариатор.

Складывающаяся из-за упругой магнитной связи между турбиной и генератором двухмассовая электромеханическая система представляется электромагнитным вариатором.

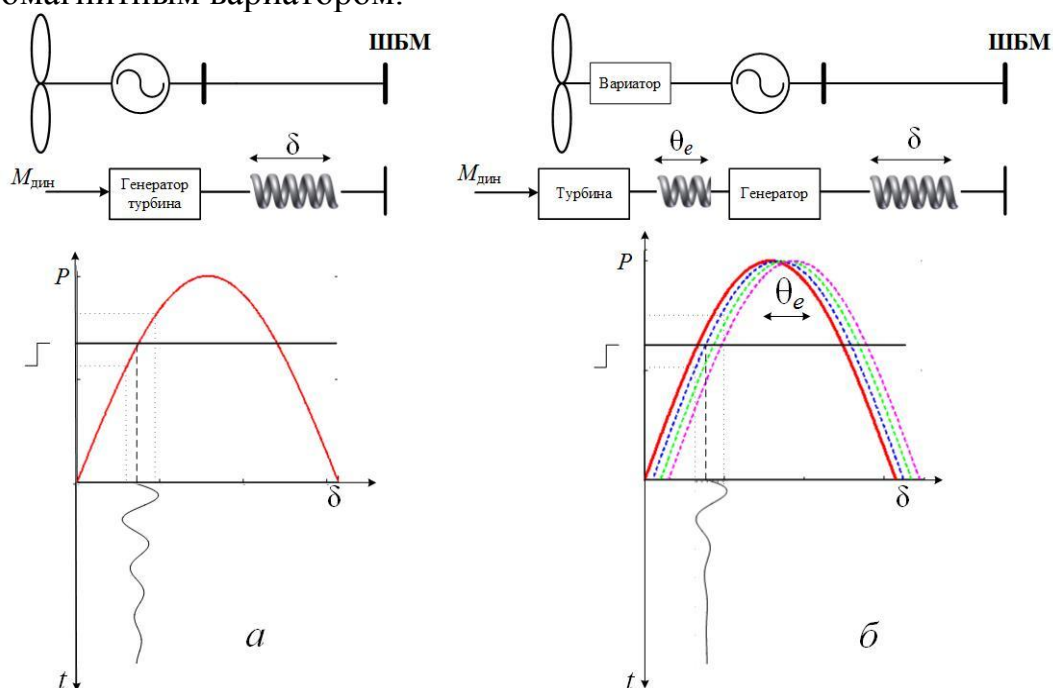


Рис. 4. Сравнительная механическая характеристика:
 а – системы турбина – генератор – линия – ШБМ; б – системы турбина – вариатор – генератор – линия – ШБМ

На рисунке 4 представлены сравнительные механические характеристики между компоновкой с электромагнитным вариатором (б) и классической схемой (а), с целью иллюстрации дополнительного приведенного угла рассогласования в электромагнитном вариаторе между турбиной и генератором.

Разница между вариатором и магнитной передачей в том, что у него есть внешний управляющий ротор. Получается так, что можно регулировать передаточное число между входным и выходным ротором, варьируя скорость ω_2 внешнего ротора (управляющего ротора) от входной скорости ротора ω_3 .

Динамика генератора

Синхронные генераторы с постоянными магнитами (СГПМ) и асинхронные генераторы с двойным питанием (АГДП) являются наиболее распространенными типами генераторов для ветряных турбин.

В случае использования СГПМ, с помощью которого также можно управлять мощностью генератора, активной и реактивной, крутящий момент генератора регулируется электромагнитным преобразователем частоты – вариатором.

А. Модель управления контроллера

Магнитный вариатор может быть выполнен в виде магнитного редуктора и сопряженного с ним синхронного двигателя, с помощью которого создается дополнительный крутящий момент, компенсирующий увеличение момента нагрузки для стабилизации скорости вращения или слежения за фазой основного генератора.

При управлении синхронным двигателем с помощью системы векторного управления (СВУ), получается достаточно высокое быстродействие при формировании момента, так что инерционные свойства системы незначительны.

Представление системы векторного управления безынерционным звеном весьма облегчает рассматриваемую систему, структурная схема которой представлена на рисунке 5. Особенностью магнитного вариатора является упругая связь между ветряной турбиной и генератором, что приводит к сильно выраженному двухмассовому характеру исследуемой системы, это затрудняет разработку регуляторов, обеспечивающих требуемые по оптимальности переходные процессы.

Затухание в -20 дБ/дек обеспечивается соотношением между текущей частотой вращения быстроходного вала электромагнитного вариатора и заданной частотой, по методу Мейсона.

Передаточная функция равняется отношению начальной частоты вращения замкнутой системы к заданной частоте вращения ротора электрического генератора, так как передаточная функция замкнутой системы управления электромагнитным вариатором равняется отношению начальной частоты вращения турбины к заданной частоте турбины.

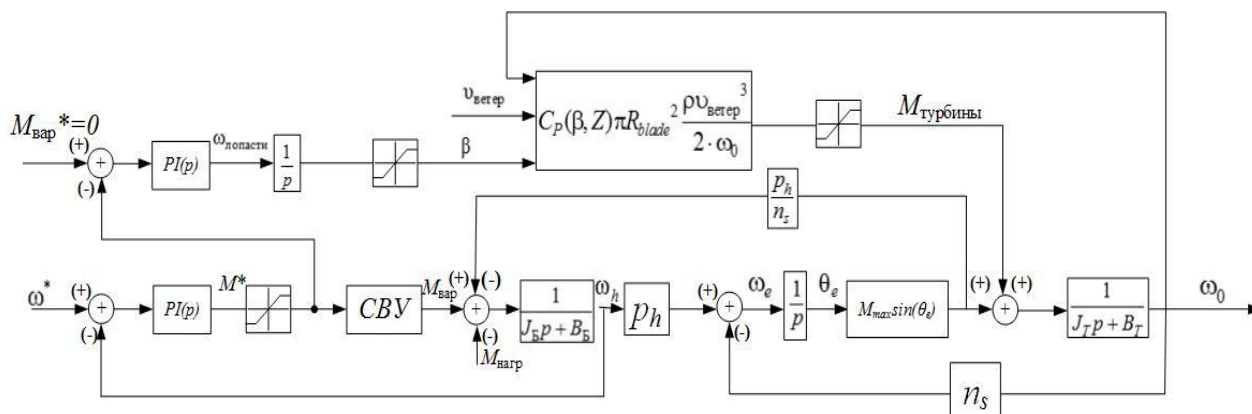


Рис. 5. – Структура алгоритма стабилизации скорости вращения быстроходного ротора магнитного вариатора со стороны электрического генератора

Комплексный алгоритм стабилизации частоты вращения электрогенератора с использованием магнитного вариатора и аэродинамического контура с регулируемым углом заклинения представлен на рисунке 6. С построения регулятора самой быстрой координаты начинается создание всей системы.

В данном разделе приводятся построения алгоритмов комплексного управления частотой вращения электромагнитного вариатора и исследования по созданию законов.

Регулирование фазового положения ротора СГ производится при помощи магнитного вариатора со стороны электрогенератора. Структура алгоритма компенсации угла нагрузки магнитным вариатором по главному генератору с целью исключения асинхронного хода в системе представлена на рисунке 6. Подразумевается использование алгоритма стабилизации частоты регулятором положения фазы СГПМ ВЭУ, который дополняется использованием дополнительного контура стабилизации фазы.

Комплексное управление крутящим моментом ветряной турбины через угол заклинения реализуется через блок-схему алгоритма коррекции фазы, представлено на рисунке 6.

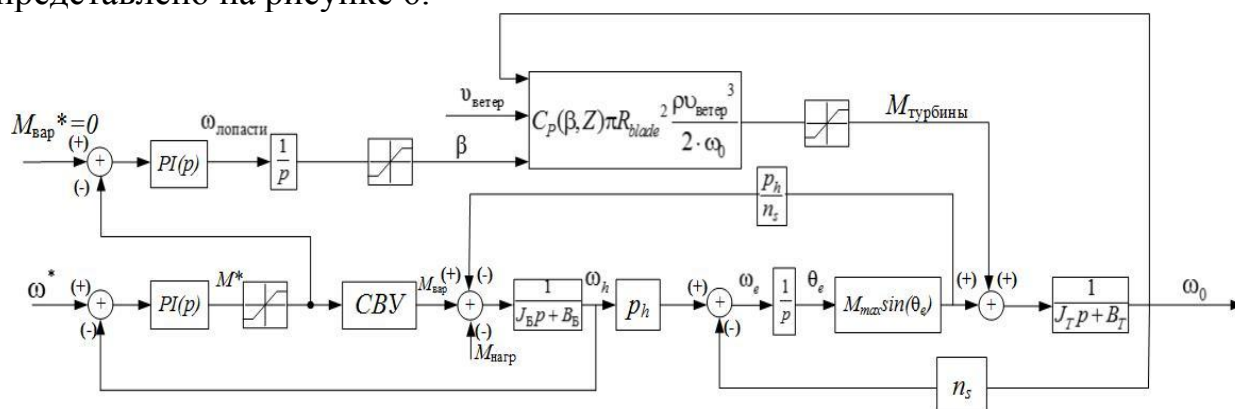


Рис. 6. Структурная схема алгоритма управления электромагнитным вариатором с фазовой коррекцией

Прототип был разработан с целью проверки принципов работы электромагнитного вариатора. Измерение частоты вращения каждого ротора вариатора, а также все возмущающие воздействия производились с помощью осциллографов, настроенных на выходное напряжения тахогенераторов. На низкой стороне установлен динамический тормоз, имитирующий управление электромагнитным вариатором с переменной нагрузкой, а на высокой – двигатель постоянного тока, имитирующий ветровую турбину. Возмущающие эффекты были реализованы также с его помощью.

С помощью контура управления тихоходным ротором возможна компенсация крутящего момента вариатора. Таким образом, подтверждено экспериментально, что приведенный угол дополнительного рассогласования может быть измерен косвенно с помощью известных значений скоростей вращения турбины и генератора, а регулирование этого угла представляет возможность стабилизировать частоту вращения генератора за счет изменения дополнительного крутящего момента на валу генератора электромагнитным вариатором.

Результаты экспериментальных исследований полностью коррелируют с результатами теоретических исследований. На рис. 7 приведена полученная механическая характеристика частоты вращения приводного двигателя в зависимости от крутящего момента.

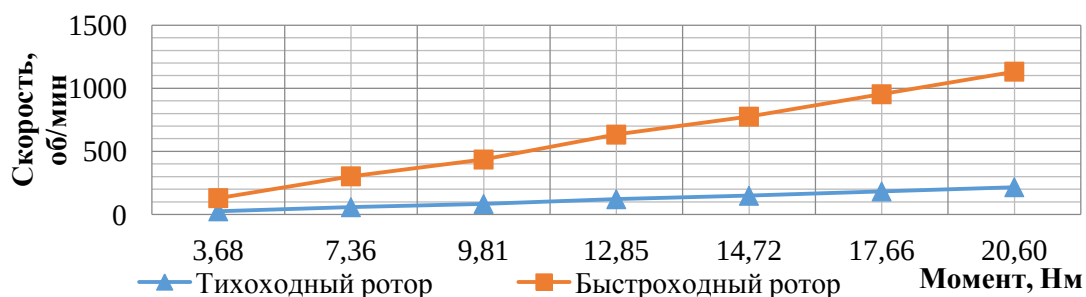


Рис. 7. Механическая характеристика редуктора, полученная экспериментально

В. Результаты математического моделирования

Наблюдается стабилизация напряжения со стороны генератора в случае резкого увеличения либо уменьшения мощности в энергосистеме при использовании алгоритмов стабилизации скорости вращения магнитного вариатора. Представлены осциллограммы электромеханического переходного процесса при использовании алгоритма стабилизации скорости вращения ротора электрогенератора за счет использования интегрированного управления электромагнитным вариатором.

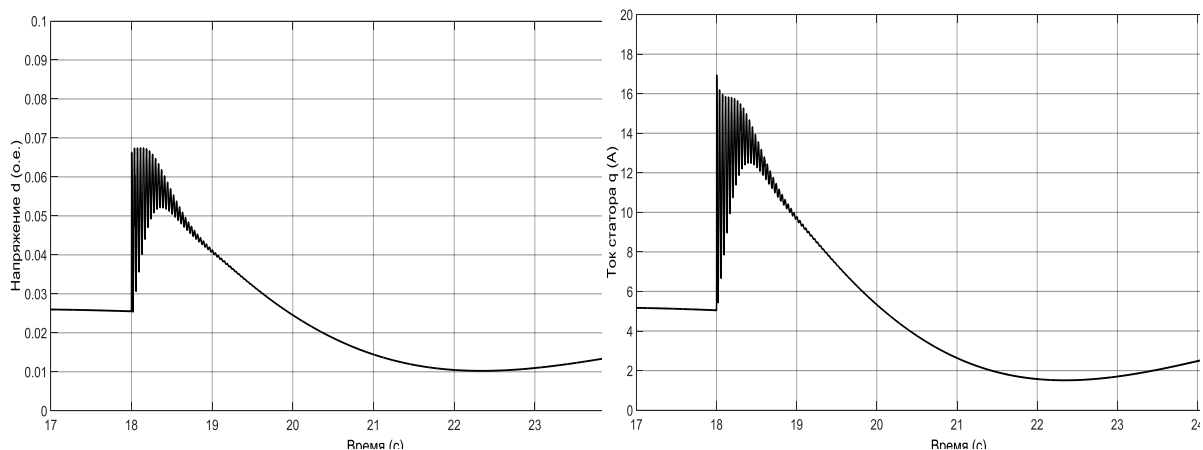


Рис. 8. Осциллограммы напряжения и тока генератора при использовании алгоритма стабилизации скорости магнитного вариатора при резком снижении мощности на 15%

Синхронная работа ветрогенератора с энергосистемой поддерживается благодаря действию алгоритма стабилизации скорости.

Режим генератора наблюдается как после, так и до переходного процесса, что видно при анализе осциллограмм тока и напряжения, показанных на рисунке 8.

Применение данной разработки вкупе с ГЭС

На примере Кольского полуострова мы можем рассмотреть применение данной ВЭУ с магнитным вариатором.

Повышению энергетической независимости региона, уменьшению поставки органического топлива в регион и снижению загрязнения окружающей среды способствует положительное решение проблемы использования перспективных ветроэнергетических ресурсов Кольского полуострова.

Складываются благоприятные условия для использования энергии ветра и гидравлической энергии, потому что зимний максимум интенсивности ветра приходится на противофазу годового речного стока в прибрежных регионах Кольского полуострова. Также максимум интенсивности приходится на зиму и на сезонное увеличение потребности в электрической и тепловой энергии.

Преимуществом использования ВЭУ с магнитным вариатором является то, что в данном вариаторе не используется масло, что позволяет использовать данные ВЭУ в северных районах с довольно холодным климатом и охватывать больший диапазон скоростей ветра по сравнению с ВЭУ без вариатора.

В данный момент на Кольском полуострове имеются большие перетоки энергии и, как следствие из этого, потери в электрических сетях, так как весомая часть потребления энергии приходится на центральный и северный регионы, где сконцентрировано большинство энергоемких производств.

Вывод:

Совместное использование МГЭС и ВЭУ с магнитным вариатором позволит в более полной мере осваивать энергоресурсы севера. МГЭС и ВЭУ будут дополнять друг друга в часы простоя, ремонтов, либо МГЭС будет работать при отсутствии ветра, а при его наличии – набирать водохранилище.

Заключение

В этой статье мы исследовали работу контроллера управления с оценкой скорости ветра для ветряной турбины. Предлагается блок-схема, состоящая из системы стабилизации скорости вращения выходного ротора магнитного вариатора и самого магнитного вариатора.

Список использованных источников

1. E.A.Bossanyi. The design of closed loop controllers for wind turbines. – Wind energy, vol. 3, 2000, pp. 148–163.
2. K.Z.Ostergaard, P. Brath, J.Stoustrup. Gain-scheduling linear quadratic control of wind turbines operating at high wind speed. – 16th IEEE International Conference on Control Applications, Singapore, 2007, pp. 276–281.
3. K.Stol, M.Balas. Full-state feedback and constant gains. – ASME J. Solar energy engineering, vol. 123(4), 2001, pp. 319–326.
4. E.B.Muhand, T.Senju, H.Kinjo, T.Funabashi. – Augmented LQG controller for enhancement of online dynamic performance for WTG system. – Renewable energy, vol. 33, 2008, pp. 1942–1952.
5. Удалов С.Н., Манусов В.З. Моделирование ветроэнергетических установок и управление ими на основе нечеткой логики: монография. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 200 с.

Г.А. Кромм, Т. Чепига, А.В. Волков
Национальный исследовательский институт «МЭИ»
Г. Москва

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ БИОМИМЕТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОТУРБИН. ЭФФЕКТ АКУЛЬЕЙ КОЖИ

One of the perspective directions of hydraulic machine development, in particular, turbine is an increase of their energetic effectiveness due to an application of new approaches to projecting based on biomimetic principles. The interest to this direction is stipulated by the following: traditional ways of projecting do not always let the high effectiveness in the wide range of hydraulic machine regimes. In this work there is presented the first part of the research, its purpose is the creation of the nature-like technology based on the effect "sharkskin" to increase hydraulic efficiency of the turbine. This effect allows to significantly reduce of the water flow resistance while flowing around and increase the effectiveness of movement as the geometry of sharkskin flakes drastically changes the spread of pressure along the surface and increases the size of the boundary layer, reducing friction losses. At this stage there is being developed the methods of carrying out an experiment in the laboratory of the Department of Hydromechanics and Hydraulic Machines named after V.S. Kvyatkovsky with the usage of a wing profile and a plate. As a result, there will be organized the results verification of the physical experiments with the virtual ones to reduce costs for the research of the different modification of a profile or a plate. According to the preliminary result of this research, in the software program of computational fluid dynamics «ANSYS CFX» there has been stated an application of the sharkskin imitation at the surface of a plate allows to cut down the energy losses on 5-6% compared with a rough plate.

Keywords: hydropower, hydroturbine, vane system, biomimetics, shark skin, computational fluid dynamics, airfoil, nature-like technology, hydraulic efficiency.

Введение

Энергетическая эффективность современных гидравлических турбинных агрегатов достигла сравнительно высокого уровня. Сразу стоит отметить, что под энергетической эффективностью часто понимают коэффициент полезного действия (КПД). При этом непосредственно к гидротурбине относится объемный КПД, который учитывает утечки и перетечки воды через уплотнения, и т. д., гидравлический КПД, который отражает качество спроектированной лопастной системы, и механический КПД (затраты энергии в подшипниках и других парах трения). Помимо этого, на энергоэффективность гидроагрегата влияет масса других параметров:

геометрия подвода или отвода, режим работы, потери на направляющем аппарате и пр.

Большинство действующих крупных гидротурбин в России во многом спроектированы в соответствии со старыми методиками проектирования, которые в настоящее время морально устарели. Например, широко известному методу Лесохина - Симонова, по которому проектируют лопастные системы осевых гидромашин, в среднем уже 90 лет. Конечно, не стоит забывать про современные программные комплексы на базе систем автоматизированного проектирования, которые значительно упрощают разработку новых гидроагрегатов, но и в их среде построение лопастной системы базируется на принципах, разработанных в прошлом веке. Но моральное устаревание этих подходов не говорит о их несостоятельности в современных реалиях, так как полный КПД в современных гидротурбинах на традиционных ГЭС России в оптимальном режиме работы достигает значений 85–92%, а в идеальных случаях – до 95%. Если говорить о малой гидроэнергетике, то в России она развита слабо и находится в стагнации. Это связано с тем, что объекты малой гидроэнергетики обладают малой инвестиционной и коммерческой привлекательностью в виду отсутствия базы серийного выпуска и слабой перспективой развития, несмотря на внушительный гидроэнергетический потенциал малых водотоков России. И в этом случае толчком к развитию малой гидроэнергетики может послужить повышение эффективности работы турбин за счет применения иных методов проектирования.

В рамках настоящей работы предлагается обоюдовыгодно совместить традиционные способы проектирования с методами, основанными на принципах биомиметики. Биомиметика является наукой, которая занимается изучением каких-либо естественных биологических эффектов, процессов, механизмов, составлением и анализом их математических моделей, внедрением и адаптацией полученных моделей в технические системы, повышая их качественные показатели. Иначе говоря, биомиметика занимается созданием и развитием природоподобных технологий. В виду общественно социального давления, связанного с экологией окружающей среды, эта научная область довольно интенсивно развивается и охватывает множество отраслей, где результаты ее деятельности активно применяются. И тут можно привести ряд примеров, которые как нельзя лучше характеризуют перспективы развития технических систем по принципам биомиметики. Носовая часть скоростных электропоездов, спроектированная по типу клюва зимородка, позволила значительно снизить сопротивление воздуха при высоких скоростях движения. Лопасти ветрогенератора или турбины на приливной гидростанции, использующие эффект от наростов на плавниках горбатого кита, повысили выработку электроэнергии и улучшили показатели пуска агрегатов. Составные винглеты – законцовки крыла авиалайнеров, уменьшающих концевые вихри – созданы на основании анатомии парящего

полета некоторых птиц и обеспечили значительную экономию топлива на дальних перелетах.

Из всего вышесказанного следует, что повысить энергоэффективность гидротурбин можно, развивая различные природоподобные технологии. Одной из таких технологий может стать эффект «акуляя кожа», благодаря которому при движении акулы снижается сопротивление потока воды.

Исследования акульей кожи

Тело акулы покрывает плакоидная чешуя, состоящая из пластинок, которые плотно перекрывают друг друга (рис. 1). Эти чешуйки ориентированы по направлению вдоль туловища – от головы к мощному хвосту акулы. По строению и составу плакоидная чешуя представляет собой зубы с дентином и пульпой, заполненной сосудами. Сверху каждый такой плакоидный шип покрывает витродентин – эмалеподобное вещество. Каждая пластинка имеет бороздки на плоской поверхности и острый гребень, которые значительно уменьшают турбулентность приближенного потока и намного снижают сопротивление воды, образуя увеличенный пограничный ламинарный слой. При движении акулы плакоидные чешуйки приходят в движение и, гармонично взаимодействуя с потоком воды, позволяют хищнику быстро передвигаться в водной среде, причем непрерывно и практически бесшумно – ведь уменьшение турбулентности потока позволяет снизить величину пульсаций давления и скоростей, что приводит к снижению уровня шума [18].

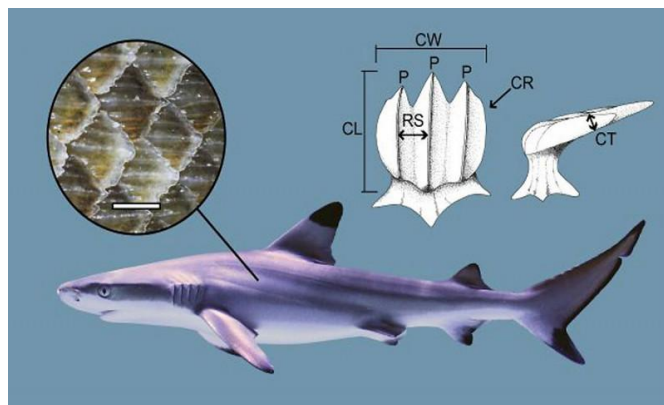


Рис. 1. Плакоидная чешуя акулы

В 2014 году была опубликована работа, в которой исследовалось влияние эффекта акульей кожи на обтекание листа гибкого пластика. Для имитации кожи акулы были напечатаны на тонкой мембране копии чешуек, увеличенные в 12,4 раза в сравнении с оригиналом. Чешуйки длиной 1,5 мм наклеивались на лист гибкого пластика, который с помощью механического устройства изгибался с различной амплитудой и скоростью, имитируя движения акулы. Испытания, проводившиеся при различных скоростях потока, показали, что при частоте колебаний 1,5 Гц и амплитуде 1 см

скорость движения в среднем увеличивается на 6,6% при сокращении энергетических затрат на 5,9%.

В 2018 году американскими учеными было проведено исследование по влиянию чешуек, по форме повторяющих геометрию поверхности кожи акулы, на аэродинамические характеристики крыла самолета. В ходе экспериментов выяснилось, что с помощью таких элементов можно повысить отношение подъемной силы к силе аэродинамического сопротивления при небольших углах атаки (до 3°) более чем в 4 раза. Такие высокие показатели ученые объясняют механизмом, который включает в себя два процесса. Во-первых, происходит разделение объемов воздуха в области за каждой чешуйкой, что приводит к образованию неоднородного распределения давлений и увеличению эффективности засасывания воздуха. Во-вторых, в направлении потока формируются вихри, которые компенсируют потерю импульса из-за трения воздуха о поверхность крыла.

Исследование, проводимое на кафедре ГГМ им. В.С. Квятковского

Цель данного исследования, как говорилось ранее, заключается в том, чтобы повысить энергоэффективность гидротурбин за счет применения природоподобной технологии, основанной на гидродинамическом эффекте акульей кожи. Планируется провести ряд физических экспериментов на стендовом оборудовании (гидродинамический лоток) по обтеканию канонических областей типа «крыловой профиль» и «пластина» и сопоставить их с расчетами в пакете вычислительной гидродинамики «ANSYS CFX». Устройство стенда представлено на рисунке 2, непосредственно в поток будет помещаться крыловой профиль или пластина с возможностью изменения угла атаки.

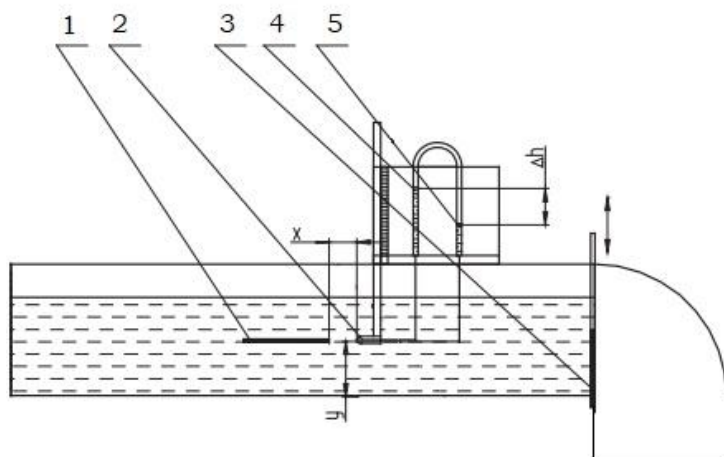


Рис. 2. Схема стенда «Гидродинамический лоток»: 1 – обтекаемый объект, 2 – трубка Пито-Прандтля, 3 – заслонка, 4 – уровень полного напора, 5 – уровень статического напора

Обтекание канонических областей и влияние на них модифицированных поверхностей с различными геометрическими параметрами будет оцениваться по спутному следу за обтекаемым объектом. В спутном следе на расстоянии 10, 20, 30 и 40 мм от выходной кромки в нескольких точках производятся замеры полного и статического напоров, по значениям которого определяются скорости потока. Для проведения комплекса замеров параметров потока применяется контрольно-измерительный прибор – гидродинамическая трубка Пито – Прандтля. Чтобы в первом приближении откинуть наиболее худшие варианты модификаций поверхностей, будет проведена верификация результатов физического эксперимента с компьютерным моделированием процесса обтекания объекта без модификаций. Для этих целей были выбраны крыловой профиль NASA2412 с длиной хорды 120 мм и шириной 235 мм и пластина с толщиной 5 мм и соответствующими профилю габаритами; создание твердотельных объектов проводится с помощью технологии 3D-печати. Исходя из возможных результатов, можно будет сделать вывод о том, насколько достоверные результаты имеет виртуальный эксперимент по сравнению с физическим.

Помимо подготовки физических экспериментов, был проведен анализ научно-исследовательской литературы по соответствующей тематике. Анализ показал, что акульки чешуйки имеют очень малый размер, и чтобы их воссоздать с помощью технологии 3D-печати, необходимо увеличить их размеры более чем в 10 раз. Также была определена их геометрия и расположение на теле акулы: чешуйки, имеющие по три продольных гребня, расположены в шахматном порядке и частично перекрывают друг друга. Поскольку тело акулы подвижно, то взаимное расположение чешуек и степень перекрытия меняются в зависимости от характера и скорости движения акулы. Кроме того, большинство исследований было направлено непосредственно на определение самого эффекта или применения его в авиастроении, то есть, возможно, применение эффекта акульей кожи в гидромашиностроении является новаторством в данной области.

В качестве предварительной оценки влияния чешуек на обтекание тела был проведен ряд небольших виртуальных экспериментов в программном комплексе «ANSYS CFX». В соответствии с литературным поиском сперва были определены размеры чешуек, имитирующих эффект акульих: длина 1,5 мм, ширина и высота 0,5 мм, и созданы их модели. В виду того, что даже при таком увеличении в сравнении с оригиналом воссоздать сложную форму чешуйки на 3D-принтере – это трудоемкий процесс, было принято решение упростить геометрию. Полученные модели чешуек представлены на рисунке 3: первый тип чешуйки образован касательными дугами и имеет один острый гребень, второй тип представляет собой четверть эллипсоида со скругленным гребнем, третья чешуйка по форме соответствует тетраэдру.

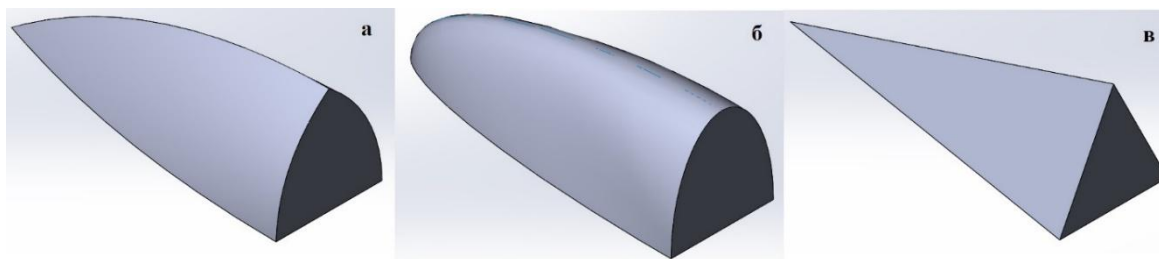


Рис. 3. Модели исследуемых чешуек: а – образованная касательными дугами, б – эллипсоидная, в – тетрагональная

Картины распределения скоростей в продольном направлении по гребню при обтекании одиночной чешуйки представлены на рисунке 4. На входе в расчетную область была задана скорость потока воды 1 м/с, на выходе из нее было задано статическое давление, равное нулю. Размеры самой расчетной области составляют $15 \times 5 \times 2,5$ мм. Как видно из результатов, пограничный ламинарный слой после чешуйки значительно увеличивается. Кроме того, имеется срыв турбулентного потока, который приводит к неоднородности распределения скоростей, при этом вихревая зона непосредственно за чешуйкой в значительной степени зависит от геометрии. Так, наибольший вихревой пузырь наблюдается в случае эллипсоидной чешуйки, наименьший – при тетрагональной. При расположении рядом нескольких чешуек можно добиться эффекта разделения потока, которое приведет к образованию неоднородного распределения давления.

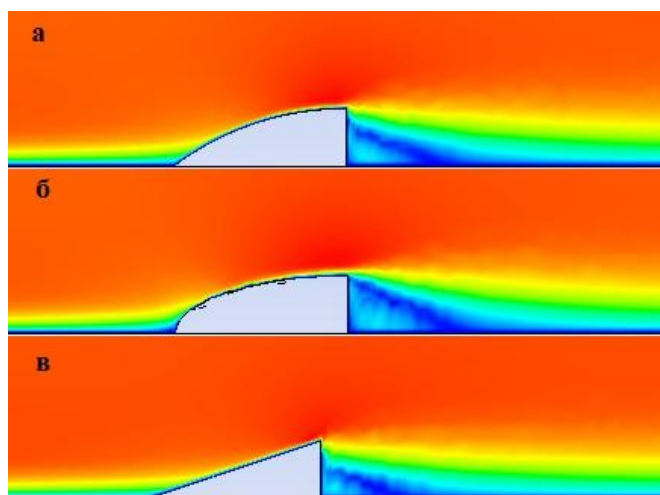


Рис. 4. Обтекание одиночной чешуйки в развитом турбулентном потоке при скорости течения 1 м/с: а – образованная касательными дугами, б – эллипсоидная, в – тетрагональная чешуйки

Для непосредственной оценки влияния чешуек на качество обтекания были смоделированы процессы обтекания небольших пластинок с чешуйками и без. Размеры исследуемых пластинок совсем небольшие: $12 \times 2 \times 1$, на них было расположено 14 чешуек в шахматном порядке (рис. 5). На входе, так же как и ранее, была задана скорость потока 1 м/с, на выходе – статическое давление 0

Па. Была выбрана SST-модель турбулентности (Shear Stress Transport), которая является комбинацией k - ε - и k - ω -моделей турбулентности, то есть для области со свободным потоком используется k - ε -модель, а для области вблизи стенок – k - ω . Кроме того, эта модель позволяет получить результаты, которые хорошо согласуются с экспериментальными данными.

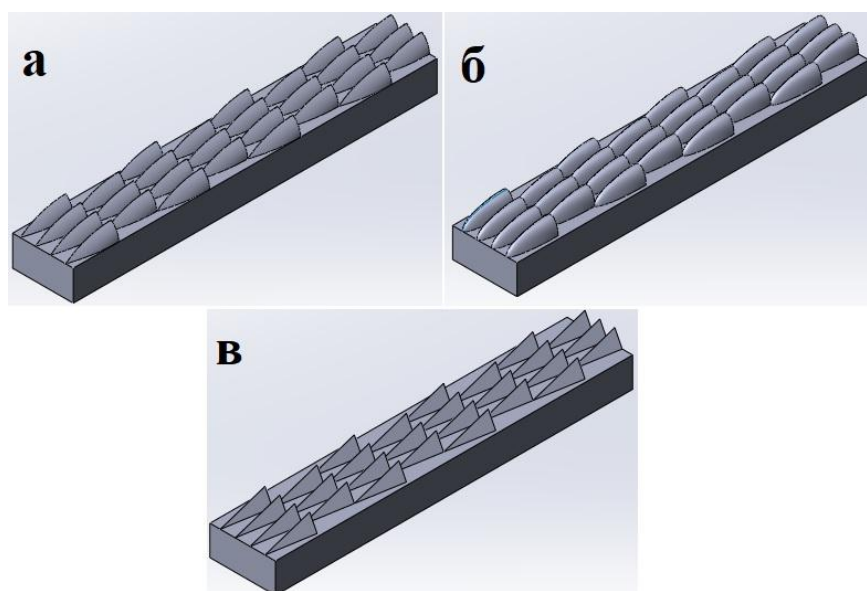


Рис. 5. Модели исследуемых пластин с чешуйками: а – образованными касательными дугами, б – эллипсоидными, в – тетрагональными

На рисунке 6 представлены картины распределения скоростей по продольному сечению расчетных областей. Здесь стоит обратить внимание, что процесс обтекания у всех трех пластин схож между собой: при обтекании верхней передней кромки пластины скорость потока чуть ниже, чем при обтекании нижней кромки, на которой имеется срыв потока. Это обусловлено тем, что на верхней поверхности пластины имеются чешуйки. Также заметно, что острый гребень у тетрагональных чешуек сильнее выступает в турбулентный поток, чем у других. Для более объективного сравнения был проведен виртуальный эксперимент по обтеканию пластины с шероховатостью 0,5 мм (рис. 6-г). И в данном случае видно, что пограничный слой воды при обтекании модифицированных пластин контактирует с вихрями, образованными чешуйками.

Для оценки потерь давления при обтекании пластин были для всех четырех случаев определены осредненные перепады давления между входом и выходом расчетных областей. Полученные данные сведены в таблицу 1. Как видно из таблицы, наименьшими потерями полного давления обладают пластины с чешуйками, у которых имеется острый гребень. Кроме того, такие чешуйки уменьшают величину потерь на 5–6% в сравнении с шероховатой пластиной.

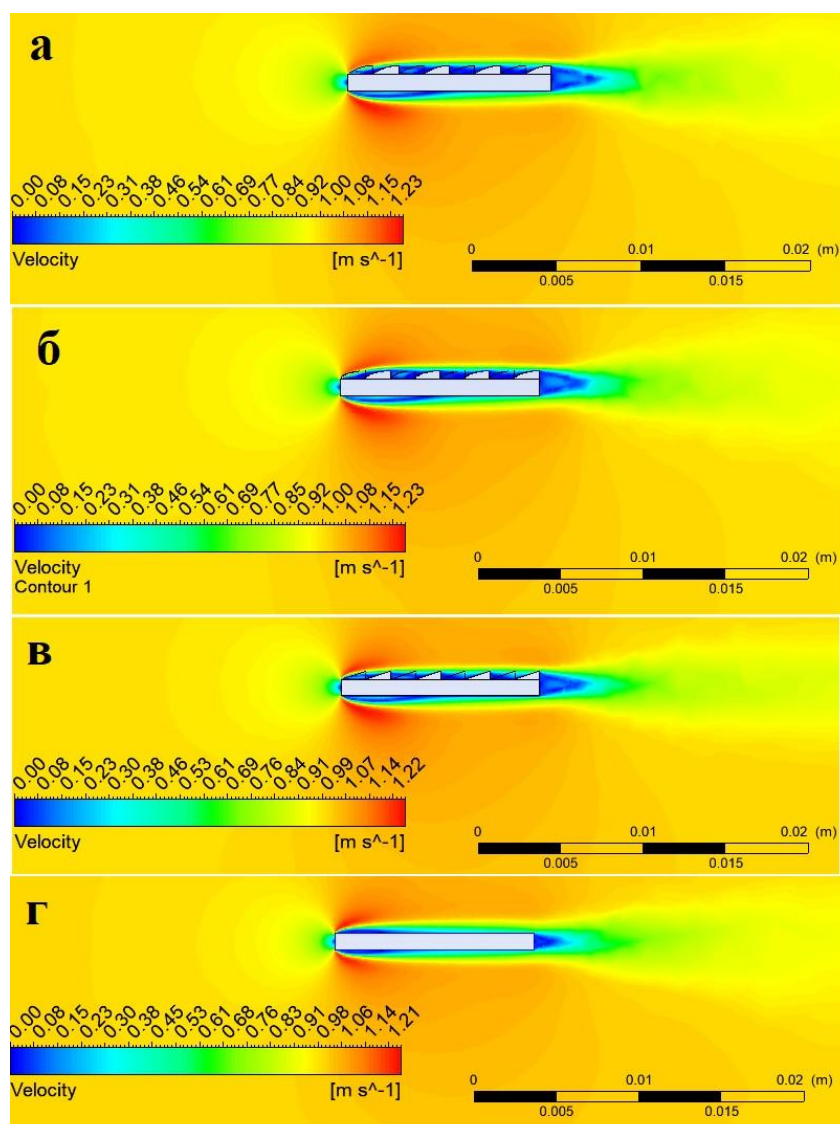


Рис. 6. Картины распределения скоростей в продольном сечении при обтекании пластин: а – с чешуйками, образованными касательными дугами, б – с эллипсоидными чешуйками, в – с тетрагональными чешуйками, г – с шероховатостью 0,5 мм

Таблица 1. Оценка потерь давления при обтекании пластин

Вид пластины	Число Рейнольдса	Полное давление на входе, Па	Полное давление на выходе, Па	Перепад давления	
				Па	%
Образованные касательными дугами	10 695	505,856	488,518	17,338	3,43
Эллипсоидные	10 834	506,079	488,647	17,943	3,55
Тетрагональные	10 612	505,937	488,435	17,502	3,46
Шероховатость 0,5 мм	11 121	505,585	487,410	18,175	3,60

Закключение

Проведенное моделирование процесса обтекания пластин показало, что имитация кожи акулы позволяет добиться соответствующего эффекта. При

количественной оценке было установлено, что модифицированная пластина позволяет снизить потери полного давления на 5–6%. Но эти результаты следует подтвердить за счет проведения физического эксперимента и сопоставить его результаты с результатами компьютерного моделирования. Возможно, будет иметь место корректировка формы и размеров чешуек, приближая их к оригиналу. При успешном проведении испытаний на гидродинамическом лотке и определения оптимальной конфигурации чешуек в дальнейшем целесообразно перейти к стендовым испытаниям модифицированных рабочих колес модельных гидротурбин.

Список использованных источников

1. Li Wen, J. C. Weaver and G. V. Lauder «Biomimetic shark skin: design, fabrication and hydrodynamic function», The Journal of Experimental Biology, 2014, 217, 1656-1666.
2. Domel, A.G., Saadat, M., Weaver, J.C., Haj-Hariri, H., Bertoldi, K., & Lauder, G. V. Shark skin-inspired designs that improve aerodynamic performance. Journal of The Royal Society Interface, 15(139), 20170828.

А.Н. Егоров

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
доктор техн. наук, профессор **М.Ф. Носков**

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

In this paper, hybrid power plants are considered. The construction of this type of power plant is promising for areas where electricity is supplied by diesel generators. The use of this type of power plant allows you to switch to the use of renewable sources of electricity, as well as to abandon expensive diesel fuel, which will result in a reduction in the cost of electricity.

Keywords: electricity, solar power plants, wind power plants, hydroelectric power plants, hybrid power plants, renewable energy sources, electricity cost, electricity supply, energy development, hybrid power plants in the north, replacement of alternative power sources.

Развитие гибридных электростанций в России и в мире

Мировая тенденция роста тарифов на электроэнергию, которая связана с постоянным удорожанием невозобновляемых энергетических ресурсов планеты, ведет к тому, что мы все более решительно и напористо решаем вопросы использования альтернативной энергетики в нашей жизни. Одними из таких «дармовых» энергетических ресурсов для человечества и являются неиссякаемая энергия ветра и энергия солнца.

Однако ученые пришли к выводу, что комплексное их применение в промышленности или частном секторе намного эффективней, нежели применение этих энергоресурсов порознь.

Гибридная генерация – это история не про известные в России локальные дизель-ветро-солнечные установки, приспособленные для удаленных и изолированных районов. Это – про комбинирование крупных промышленных электростанций с возобновляемыми источниками энергии. Данный тренд, набирающий обороты в мире, можно рассматривать и как промежуточную фазу энергетического перехода от традиционных к возобновляемым источникам генерации.

Проект Genex Kidston (Австралия)

Компания Genex Power реализует комплексный гибридный гидро-солнечный проект на территории крупнейшего в Австралии золотого рудника Kidston Gold Mine, закрытого в 2001 году, примерно в 270 км к

северо-западу от города Таунсвилл в штате Квинсленд в Австралии. Это место было выбрано в связи с наличием инженерной инфраструктуры, оставшейся от рудника, и идеальными природно-климатическими условиями (данная территория располагается в зоне с самым высоким уровнем инсоляции в Австралии). Проект реализуется в три этапа.

Первый – создание солнечной электростанции мощностью 50 МВт – уже завершен: СЭС запущена в эксплуатацию в 2017 году и состоит из 540 тыс. модулей (со сроком службы в 30 лет). Стоимость этой части проекта составила 115 млн долларов.

На втором этапе планируется строительство гидроаккумулирующей электростанции мощностью 250 МВт. В качестве верхнего и нижнего бассейнов ГАЭС используются затопленные котлованы, оставшиеся после добычи золота открытым способом. Площадь верхнего бассейна – 52 га, нижнего – 54 га. Максимальный перепад высот между ними составит 218 метров. Реализуемый проект сможет вырабатывать до 2000 кВт·часов за 8-часовой цикл генерации (до полного опорожнения верхнего бассейна). По проекту на ГАЭС будет установлено два обратимых гидроагрегата по 125 МВт каждый. В настоящий момент проектирование завершено, начаты строительные работы, которые планируется завершить в 2020 году. Стоимость этой части проекта составит 330 млн долларов.

Наполнение верхнего и нижнего бассейнов ГАЭС до проектной отметки компания Genex Power планирует выполнить за счет отбора воды из водохранилища Копперфилд. Плотина Копперфилд (также известная как плотина Кидстон) была построена для обслуживания шахтного участка Кидстон в 1980-х годах, в 18 км к югу от рудника. Водоохранилище соединено с рудником напорным трубопроводом. Genex Power, как владелец трубопровода, имеет право забирать из водохранилища до 46,5 тыс. кубометров воды в год.

На третьем этапе планируется монтаж второй СЭС мощностью 270 МВт. Общее число солнечных модулей на площадке превысит 3 млн штук, а планируемая годовая выработка солнечной составляющей – 783 млн кВт·часов. По предварительным оценкам компании, запуск всех планируемых мощностей планируется на 2024-2025 годы. Планировка данной электростанции показана на рисунке 1.

Проект в Гайльдорфе (Германия)

Другой интересный проект реализует немецкая компания Max Bögl Wind, которая является крупнейшей ветрогенерирующей компанией в Германии. Здесь разработан проект уникальных ветрогенераторов, в основании которых находится резервуар для воды, который, в свою очередь, является верхним резервуаром ГАЭС.



Рисунок 1. Планировка проекта Genex Kidston (Австралия):
solar panel – солнечные панели; balancing storage – балансирующее водохранилище; lower reservoir – нижний резервуар; power house – электростанция; head pond & intake/outlet – напорные водоводы; lower reservoir – верхний резервуар

Пилотный проект по реализации такого гибридного гидро-ветрового проекта сейчас реализуется в городе Гайльдорф, расположенном в юго-западной Германии недалеко от Штутгарта. В состав проекта входят четыре самые крупные в мире ветровые установки GE 3.4-137, высотой 178 метров, диаметром ротора 134 метра и мощностью 3,4 МВт каждая. В основании этих установок устроен закрытый резервуар объемом 40 тыс. кубометров, все четыре резервуара соединены между собой и образуют верхний бассейн ГАЭС мощностью 16 МВт. Нижний бассейн в виде открытого водоема и само здание ГАЭС расположены в долине небольшой реки на 200 метров ниже.

Во время избыточной генерации ветровых установок излишки электроэнергии направляются на заполнение верхних резервуаров водой, и при необходимости ГАЭС включается в работу для покрытия пиковой нагрузки. Это делает данный проект более стабильным и устойчивым. Причем энергия для наполнения верхнего бассейна используется в часы наименьшего спроса. А сброс с ГАЭС осуществляется в часы пикового потребления, следовательно, наивысшей цены за электроэнергию. Таким образом, обеспечивается экономическая эффективность данного проекта.

Федеральное министерство охраны окружающей среды, охраны природы, строительства и безопасности энергетических объектов Германии оказывает поддержку проекту в Гайльдорфе за счет средств от программы экологических инноваций в размере 7,15 млн евро. Строительство данного проекта было завершено в 2018 году.

Проект Longyangxia (Китай)

На Тибетском плато в провинции Цинхай строится крупнейшая в мире солнечная электростанция Gonghe площадью 298 кв. км (это в 5 раз больше площади Манхеттена, района в Нью-Йорке).

42 китайские солнечные компании уже установили 3450 МВт мощностей на территории объекта. Установленные солнечные панели занимают такую большую площадь, что китайские медиа уже окрестили этот объект «голубым океаном». По официальным данным, СЭС Gonghe сможет генерировать электроэнергию, в объеме достаточном, чтобы покрыть энергопотребности 2,5 млн домохозяйств в пяти китайских провинциях и автономных регионах – Цинхай, Ганьсу, Шэньси, Нинся и Синьцзян. Площадь этих пяти областей оценивается в 3,08 млн кв. км.

В состав солнечного парка входит электростанция Longyangxia, которая в прошлом году была признана крупнейшей в мире. Она состоит из 4 млн панелей общей мощностью 850 МВт, которые могут обеспечить электроэнергией до 200 тыс. домохозяйств.

Проект Longyangxia изначально основывался на уже существовавшей гидроэлектростанции мощностью 1280 МВт, и поэтому является также крупнейшей гибридной гидро-солнечной электростанцией в мире. Ее создание началось в 2013 году и закончилось в апреле 2018. Стоимость проекта – \$909 млн. Электростанция способна генерировать 14,94 млрд кВт·ч электроэнергии в год.



Рисунок 2. Расположение солнечных панелей и ГЭС проекта *Longyangxia*

На основе выполненных зарубежных проектов был введен «пилотный» проект на Нижне-Бурейской ГЭС.

Проект РусГидро (Россия)

В водохранилище Нижне-Бурейской ГЭС смонтирована первая в стране мобильная наплавная солнечная электростанция (СЭС). Она представляет собой понтонный модуль со 140 фотоэлементами российского производства, которые занимают 475 квадратных метров. Новая энергия солнца, как и со стационарных панелей, пойдет на освещение и другие нужды станции. Изготовлением и установкой наплавной СЭС занимались специалисты компании «Хевел».

Плавучая солнечная электростанция мощностью 54 кВт размещена на территории базы флота ГЭС в верхнем бьефе.

Новая солнечная электростанция пока работает в режиме опытной эксплуатации. Специалисты тестируют ее как автономно, так и в совместной эксплуатации с ГЭС и резервными дизель-генераторами. После завершения испытаний наплавная СЭС будет располагаться также в верхнем бьефе Нижне-Бурейской ГЭС и сможет частично обеспечивать собственные нужды станции, что позволит увеличить полезный отпуск электроэнергии. В случае необходимости мобильная солнечная энергоустановка может быть оперативно перебазирована, что существенно расширяет возможности ее использования, отмечает пресс-служба РусГидро.

Это уже второй проект по созданию гибридной генерации, реализованный на Нижне-Бурейской ГЭС. В декабре 2019 года на пристанционной площадке ГЭС также впервые в нашей стране были смонтированы солнечные панели общей мощностью 1 275 кВт. Они позволили обеспечить значительную долю потребности гидростанции в электроэнергии на собственные нужды. Наземные – стационарные – солнечные панели расположены на ГЭС в четырех местах. Всего на станции 3264 модуля суммарной площадью 6322 квадратных метрах.



Рисунок 3. Солнечные панели, расположенные на Нижне-Бурейской ГЭС

Применение гибридных электростанций в России на Крайнем Севере

Возобновляемые источники энергии в таких районах могут конкурировать с достаточно дорогими традиционными объектами электроснабжения. Особенность децентрализованных районов территорий Севера становится плюсом для реализации проектов возобновляемой энергетики в таких условиях. Внедрение возобновляемых технологий с учетом требований к арктическим характеристикам для эксплуатации в

условиях экстремального климата является трудоемким вопросом, но в то же время требует значимых финансовых вложений. Однако данная себестоимость будет соизмерима, если учесть экономию топливных ресурсов при использовании возобновляемых источников энергии, а также экологическую составляющую себестоимости электроэнергии, получаемой от традиционных электростанций.

На данный момент в Ярославской области были разработаны гибридные электростанции, способные работать в арктических условиях. Данная продукция готовится к отправке в северные районы России.

Заключение

Рассмотрев проекты гибридных электростанций, можно сделать вывод, что проектирование и эксплуатация гибридных электростанций является актуальной задачей. Данный вид электростанций позволяет решить множество проблем, связанных с использованием традиционных объектов электроснабжения.

Список использованных источников

1. Гибридная энергетика [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://econet.ru/articles/178271-gibridnaya-energetika>
2. Три проекта гибридной генерации в мире [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://kislrod.life/keysy/tri_proekta_gibridnoy_generatsii_v_mire/
3. E²nergy [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eenergy.media/2020/11/25/v-kitae-nachalos-stroitelstvo-gibridnoj-vetro-solnechnoj-elektrostantsii/>
4. Год науки и технологий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://годнауки.пф/news/pervuyu-yaroslavskuyu-gibridnuyu-elektrostantsiyu-otpravyat-na-krayniy-sever/>
5. Оценка надежности гибридных систем выработки электроэнергии, предназначенных для работы на Крайнем Севере [Электронный ресурс] : Магистерская диссертация : 13.04.02 / А.П. Храмцова. — Саяногорск, Черемушки : СФУ; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 58 с.

А.А. Дружинин, А.В. Волков
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
г. Москва

РАЗРАБОТКА НИЗКОНАПОРНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ МИКРОГЭС ДЛЯ СОЗДАНИЯ АВТОНОМНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

The paper reflects the results of the analysis of the existing problems of combined power supply to autonomous consumers located in flat areas near small rivers and other low-pressure water bodies. The main ways of creating a structural diagram of a combined power complex, increasing its reliability and efficiency in the main modes of operation with the use of new methods when creating a hydraulic part are determined.

Keywords: hydraulic turbine, micro hydraulic power plant, biomimetics, biomimicry, nature-friendly technologies, hydraulic heating system, combined energy source

В настоящее время активно решаются задачи комбинированного энергоснабжения потребителей с использованием экологически чистых источников энергии, к которым относится и гидроэнергетика. В настоящей работе на примере создания комбинированного энергетического комплекса на основе микроГЭС показана эффективность его применения для большого количества потребителей, расположенных в зонах децентрализованного энергоснабжения, которые испытывают значительный недостаток электроэнергии либо сталкиваются с частыми перебоями в энергоснабжении. Установлено, что перспективным направлением для решения данной проблемы становится использование гидроэнергетического потенциала (ГЭП) малых рек в связи с практическим освоением и исчерпанием ГЭП крупных рек (более чем на 75%) с помощью ГЭС мегаваттного класса.

Проведенные в работе исследования разрешают проблему создания гидравлических турбин, способных эффективно работать в условиях низких располагаемых напоров малых равнинных рек, предоставляя возможность стабильного автономного энергоснабжения потребителей, расположенных вблизи таких водных объектов. При создании энергоисточника нового поколения необходимо учитывать следующие экономические задачи:

- выравнивание сезонных и суточных графиков энергопотребления, включая снижение пиковых значений;
- снижение роста требуемых генерирующих мощностей;
- увеличение эффективности распределения нагрузки между ними;

– повышение устойчивости автономных энергосетей к аварийным ситуациям: развитие так называемого буферного обмена мощностями.

Для реализации этих задач сегодня активно развивается направление, связанное с созданием альтернативных источников энергии. Генерирующие мощности на основе гидроэнергетики в ЕЭС России составляют небольшую долю – только 21%. Поэтому необходимо развивать технологии на основе возобновляемой энергии водных ресурсов.

В современных условиях существуют большие возможности для развития малой и микрогидроэнергетики, несмотря на обширное использование традиционных источников энергии. Дальнейшее развитие гидроэнергетики возможно путем создания энергоисточников на базе малых рек [1], как правило, обладающих малыми располагаемыми перепадами высот (примерно 2–3 м) и низкими скоростями течения в русле, что существенно затрудняет создание эффективного энергетического оборудования. Однако в современных условиях необходимость развития данного направления определяют требования к снижению экологической нагрузки на окружающую среду [2] согласно российским [3] и европейским [4] стандартам качества производимой энергии.

Существующие немногочисленные комплексы автономного снабжения потребителя представлены чаще всего в соответствии со схемой, представленной на рис. 1, где основным источником энергии является микроГЭС (или другой источник традиционной энергетики, например, дизель-генератор), приводимая в запуск при помощи аккумулирующего источника энергии. Ее мощность регулируется системой автоматического управления, состоящей из таких основных элементов, как балластная нагрузка, аккумулирующий источник энергии и инвертор, связанных между собой электрически.

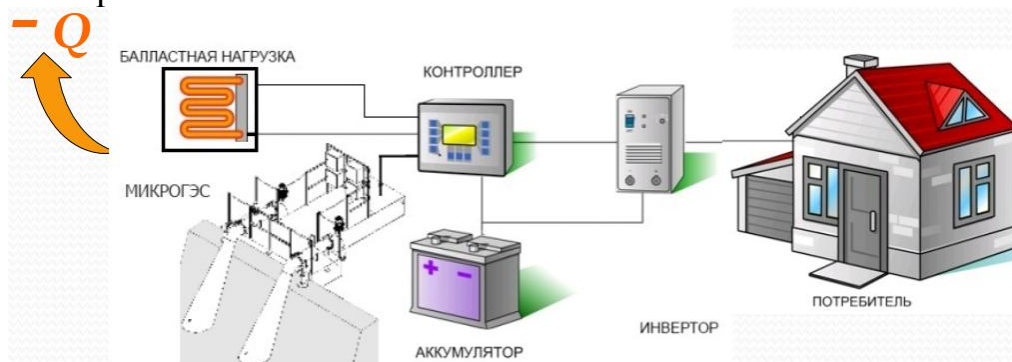


Рис. 1. Типовая схема электроснабжения автономного потребителя

Анализ суточного графика нагрузки такого потребителя (рис. 2) показывает существование стандартных областей энергопотребления – базовую, характеризующуюся наличием постоянно подключенных к сети потребителей и задающую минимально допустимый уровень производимой энергии $P_{\min}$; полупиковую, характеризующуюся повышенным энергопотреблением в дневное время суток и ограниченную величиной

мощности в диапазоне $[P_{\min} \dots P_{\text{пп}}]$, при этом среднее значение потребляемой мощности в данной области принято за $P_{\text{ср}}$; и, наконец, пиковую, характеризующуюся кратковременными периодами максимальной нагрузки в диапазоне $[P_{\text{пп}} \dots P_{\text{макс}}]$. Важно отметить, что зона, расположенная выше графика нагрузки, в течение суток составляет до 85% площади графика нагрузки и характеризуется тепловыми потерями Q на балластной нагрузке при регулировании мощности комбинированного энергетического комплекса в суточном цикле. Очевидно, для экономичной работы такой схемной реализации кроме балластного регулирования также необходимо обеспечить и дискретное регулирование по меньшей мере двумя гидроагрегатами различных мощностей, удовлетворяющих неравенству $N_1 > N_2$, где первый гидроагрегат является основным и покрывает полупиковую область потребной нагрузки, а второй является резервным и предназначен для покрытия пиковых и базовой областей графика нагрузки автономного потребителя.

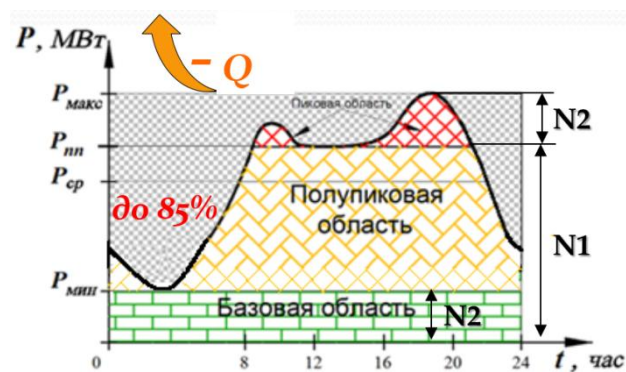


Рис. 2. Типовой график нагрузки потребителя

Такая схема реализации имеет существенный недостаток, заключающийся в чрезвычайно низком КПД системы, связанном с высокими тепловыми потерями, особенно в темное время суток, когда уровень энергопотребления минимален. С целью устранения выявленных существенных недостатков необходимо рассмотреть усовершенствованную схему комплексного энергоснабжения потребителя (рис. 3):



Рис. 3. Усовершенствованная схема энергоснабжения автономного потребителя

Схема отличается тем, что балластная нагрузка, отвечающая за регулирование, заключена в теплогидравлический контур с циркуляционным насосом, связанным с потребителем. Таким образом, потери Q , связанные с преобразованием электрической энергии в тепловую и рассеиванием последней в окружающую среду, предлагается полезно использовать для покрытия нужд ГВС и отопления.

Ранее проведенные исследования гидравлической части низконапорной микроГЭС [5], показывают, что комбинированный энергетический комплекс может быть реализован в соответствии с теплогидравлической схемой, приведенной на рис. 4 и отраженной в [6].

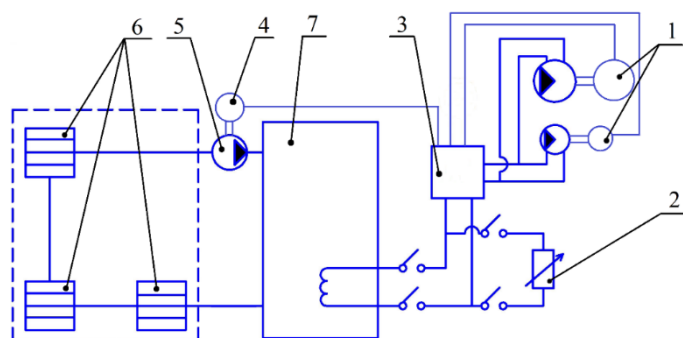


Рис. 4. Теплогидравлическая схема комбинированного источника тепловой и электрической энергии на основе микроГЭС:

- 1 – гидроагрегаты мощностью $N_1 > N_2$, 2 – балластное сопротивление, 3 – контроллер, 4 – электродвигатель циркуляционного насоса, 5 – циркуляционный насос теплогидравлического контура, 6 – теплообменные аппараты

Здесь микроГЭС – основной источник энергии комбинированного комплекса и состоит на этой схеме из гидроагрегатов разной мощности N_1 и N_2 , что необходимо для обеспечения эффективной работы комплекса в зависимости от потребной нагрузки (см. рис. 1.5). Блок управления микроГЭС представлен системой динамического мониторинга тепловых и гидродинамических параметров энергетического комплекса и, кроме того, содержит блок балластных сопротивлений, предназначенных для дискретного регулирования нагрузки электрической машины в суточном цикле. По мере отключения потребителей от сети балластные сопротивления подключаются к установке, заменяя потребителей, и обеспечивают компенсацию нагрузки и работу генератора в неизменном режиме.

При таком способе регулирования электрической нагрузки в балластных сопротивлениях неизбежно происходит диссипация энергии в результате перехода электрической энергии в тепловую. Предложенное схемное решение позволяет исключить рассеяние энергии в окружающую среду и полезно использовать высвободившуюся мощность в часы снижения энергопотребления для восполнения тепловых потерь и поддержания рабочей температуры среды в контурах ГВС и отопления автономных потребителей.

Циркуляционный насос обеспечивает перекачивание теплоносителя по тепловому контуру до потребителя. Таким образом, предложенное схемное решение позволяет обеспечить:

- устойчивую и надежную работу в пределах суточного цикла,
- повышение маневренности при дискретном регулировании мощности,
- использование нескольких гидроагрегатов различной мощности для аварийного резервирования,
- принцип модульности (наращивание установленной мощности в зависимости от нужд потребителя).

При создании компоновки гидроагрегата комбинированного энергетического комплекса к проектированию была принята осевая гидравлическая машина пропеллерного типа (рис. 5), которая позволяет расширить границы области применимости рабочих колес этого типа в области низких напоров на типовом поле $Q-H$. Выбор напорного водовода гидроагрегата в виде сифона (рис. 6) основан на принципе его самовсасывающей способности и благодаря его форме, позволяющей избежать дорогостоящих строительных работ при возведении.



Рис. 5. Рабочее колесо микрогидротурбины

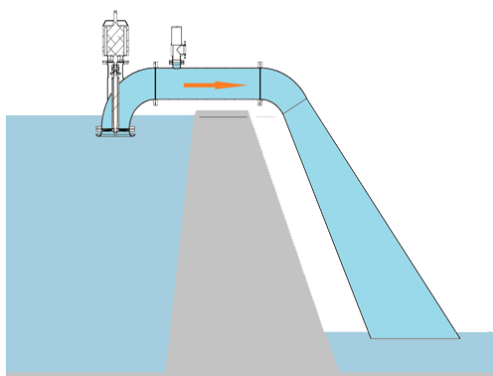


Рис. 6. Схема расположения водовода в виде сифона на плотине

Расположение гидравлической машины на входе в проточную часть напорного водовода в верхнем бьефе и погруженной в рабочую среду позволяет упростить процесс запуска в работу путем замены системы вакууммирования для заполнения рабочей жидкостью проточной части на применение обратимой гидравлической машины, способной обеспечить заполнение напорного водовода в насосном режиме и обеспечить дальнейшую работу в турбинном режиме.

Применяемая в схеме микроГЭС лопастная гидравлическая машина осевого типа в условиях работы микроГЭС с напорным водоводом способна эксплуатироваться в насосном и турбинном режимах без изменения направления своего вращения и направления течения рабочей среды в водоводе, что для микроГЭС сказывается на улучшении показателей быстродействия и оперативности смены насосного и турбинного режимов работы, необходимых для заполнения напорного водовода рабочей жидкостью и его запуска в работу.

При проектировании рабочего колеса был использован оригинальный подход к проектированию с использованием выражения (1) для коэффициента использования энергии K_N [7]:

$$K_N = K_H \sqrt{1 - K_H}; \quad (1)$$

результаты расчета данной функции $K_N = f(K_H, \eta_c)$ с изменением параметра K_H с шагом 0,1 для ряда гидротурбин с различным гидравлическим КПД в диапазоне $[0,5; 1]$ представлены в графическом виде на рис. 7.

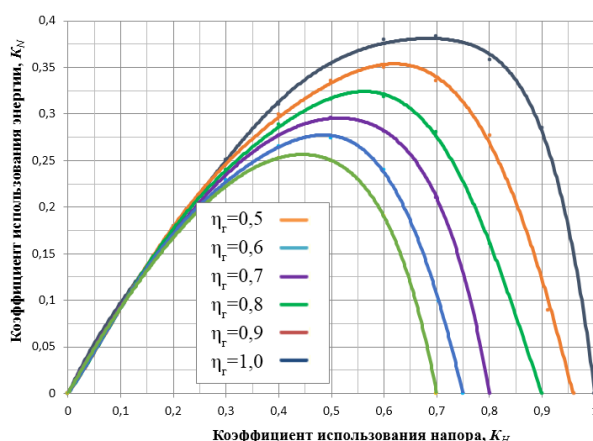


Рис. 7. Графическая интерпретация функции $K_N = f(K_H, \eta_c)$ для ряда η_c

Выполнены также и экспериментальные исследования макета гидравлической части комбинированного энергетического комплекса, которые позволили определить типовые режимы его работы от момента запуска до выхода на расчетный режим. Так, на рис. 8 изображена осциллограмма изменения мощности и частоты вращения вала от времени $N, n = f(t)$.

Осциллограмма демонстрирует кратковременный запуск макета гидроагрегата в работу в диапазоне $[0 \dots 1,7 \text{ С}]$, характеризующийся процессом заполнения проточной части напорного водовода в насосном режиме и соответствующим ему ростом частоты вращения и потребляемой мощности.

С целью повышения эффективности гидроагрегата в основном режиме работы были применены природоподобные технологии – повторение геометрии грудного плавника горбатого кита на лопастях рабочего колеса гидравлической микротурбины [8]. Было установлено, что данный вид использует особенности строения своих грудных плавников, имеющих морфологические наросты рядного расположения на передней кромке в целях повышения маневренности. На рис. 9 схематично изображен принцип применения данной особенности строения.

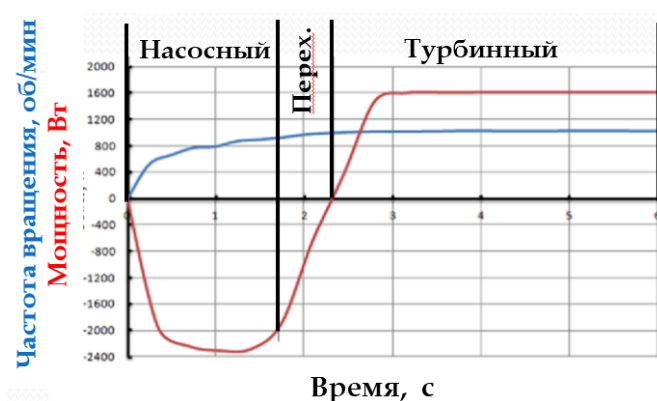


Рис. 8. Временная осциллограмма изменения параметров макета гидравлической части комбинированного энергетического комплекса

Исследование энергетических характеристик с применением данного подхода проводилось с использованием специально созданного стенда микротурбин с обоими вариантами РК при идентичных условиях и ограничивались лишь сменой рабочего колеса микрогидротурбины (рис. 10 и 11). Значения выходной мощности N были получены на различных режимах работы микротурбины по частоте вращения вала.

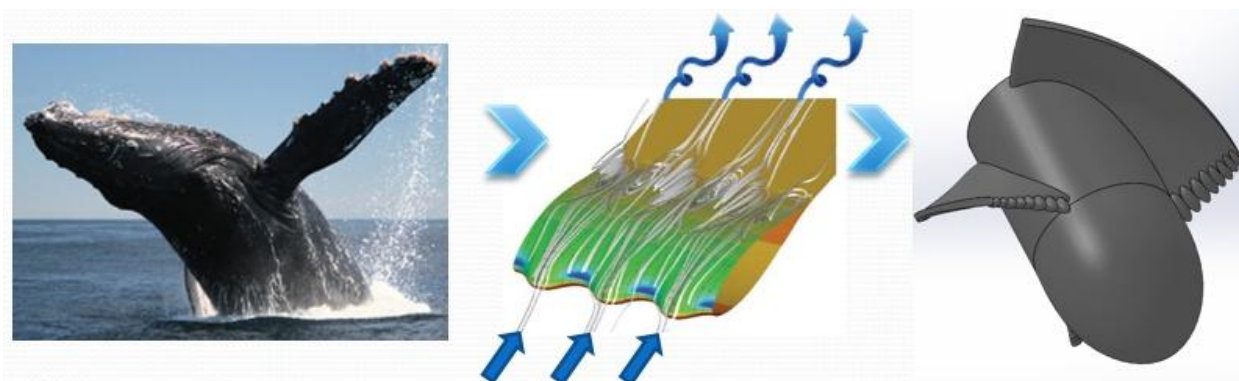


Рис. 9. Схема применения природоподобных технологий на примере копирования свойств строения плавника кита при создании микротурбины



Рис. 10. Исходное РК



Рис. 11. РК, разработанное по подобию строения плавника кита

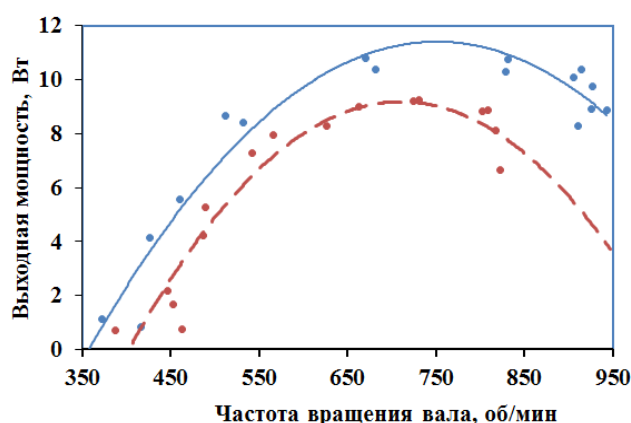


Рис. 12. Сравнительная графическая зависимость выходной мощности от частоты вращения вала микротурбины с исследованными РК: штрихпунктирная линия – исходное РК; сплошная линия – РК, разработанное по подобию строения плавника кита

Итоговые экспериментальные характеристики обоих РК представлены на сравнительном графике (рис. 12). Видно, что в оптимальном режиме работы (в области максимальных величин выходной мощности N) усовершенствованное рабочее колесо превосходит исходное на ~20%.

Заключение

На основании выполненных исследований предложена оригинальная конструктивная компоновка комбинированного энергетического комплекса на основе низконапорных микроГЭС, способная эффективно обеспечивать автономного потребителя одновременно тепловой и электрической энергией.

Применен метод предварительной оценки эффективности гидравлической части энергетического комплекса на ранней стадии проектирования,

позволяющий спрогнозировать экономическую целесообразность ввода комплекса в эксплуатацию.

Проведены экспериментальные исследования модели гидроагрегата для получения его энергетических характеристик и оценки их достоверности.

Доказана работоспособность гидравлической части комбинированного энергетического комплекса предложенной компоновки.

Подтверждена энергетическая эффективность применения биомиметики – «эффекта плавника кита» для лопастных систем гидротурбин осевого типа.

Список использованных источников

1. Fojtíková M. Návrh rychloběžné vodní turbíny s tvarovanou nábežnou hranou lopatky obehného kola // M. Fojtíková. – Diplomová práce. – Brno. – 2013.
2. О проведении в Российской Федерации Года особо охраняемых природных территорий: указ Президента РФ от 1 августа 2015 г. № 392.
3. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
4. EN 50160. Voltage Characteristics of Public Distribution Systems.
5. Дружинин А.А. Расчетные и экспериментальные исследования понтонной низконапорной микроГЭС с сифонным водоводом: магистерская диссертация: 05.04.13 / Алексей Анатольевич Дружинин; [Место защиты: Моск. Эн. Инст.]. – Москва, 2016. – 198 с.: ил.
6. Тригенерационный энергетический комплекс: пат. 2732943 РФ: МПК F01K 13/00; F03B 13/00 / Волков А.В., Парыгин А.Г., Рыженков А.В., Дружинин А.А.; Заявитель и патентообладатель НИУ «МЭИ». – заявл. 2019131832 от 25.12.2018. Приоритет от 25.12.2018. Опубл.: 24.09.2020 Бюлл. № 27.
7. Дружинин А.А. Разработка метода проектирования высокоэффективных гидроагрегатов микроГЭС на напоры до 2 м для комбинированных источников энергии: диссертация на соиск. Ст. канд. техн. н.: 05.04.13 / Алексей Анатольевич Дружинин; [Место защиты: Моск. Эн. Инст.]. – Москва, 2020. – 118 с.: ил.
8. Рабочее колесо насоса-турбины со структурой бугорков горбатого кита: пат. 2741190 РФ: МПК F03B 3/12 / Волков А.В., Дружинин А.А., Вихлянцев. А.А.; Заявитель и патентообладатель НИУ «МЭИ». – заявл. 2020124523 от 23.07.2020. Приоритет от 23.07.2020. Опубл.: 22.01.2021 Бюлл. № 3.

А. А. Артемчик
Белорусский национальный технический университет
г. Минск

МАЛАЯ ГЭС И СЭС В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

The report deals with the construction and operation of integrated power plants, which include power units operating on renewable energy sources. The object of research is a complex power plant using renewable energy sources. The subject of the research is choosing and substantiation of the optimal operating modes of small power plants as part of a complex power plant. The Aims of the work are to study the possibility of using a small hydropower plant (HPP) as part of such power plant is being studied. For the calculation, data on a small hydroelectric power plant with a capacity of 0.3 MW was used. It is concluded that it is advisable to include a 0.3 MW HPP and solar power plant with a capacity of 0.3 MW in the integrated power plant.

Keywords: complex power plant, mini hydropower plant, solar power plant, solar panel, water turbine, hydro generator, hydropower potential, solar energy potential, battery, renewable energy.

Высокая энергообеспеченность общества – основа научно-технического прогресса. Энергия является важной составляющей жизни человека, и без освоения новых энергоносителей человечество не способно полноценно существовать.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) призваны заменить существующие невозобновляемые источники, недостаток которых, главным образом, связан с ограниченностью ископаемых энергоресурсов на земле. Внедрение ВИЭ в энергосистему позволит избежать энергетического кризиса и экологических проблем на планете.

По мере развития энергетического сектора выявляются новые преимущества проектирования и строительства комплексных электростанций. В первую очередь это касается электростанций, в состав которых входят энергоблоки, работающие на ВИЭ.

К основным недостаткам электростанций, использующих ВИЭ, относится непредсказуемость выработки электроэнергии во времени. При поставке вырабатываемой энергии в энергосистему и при большой удельной доле такой энергии может быть выдвинуто требование участия таких электростанций в регулировании мощности. А это может привести к простоям и недоиспользованию природного источника энергии.

Другим вариантом использования энергии от ВИЭ может быть использование ее на собственные нужды в случае, если на балансе имеется то или иное производство или объект, потребляющий достаточно большое количество электроэнергии. Законодательство Беларуси позволяет в этом случае возводить собственную электростанцию.

В мире уже накоплен опыт использования энергии солнца для собственных нужд. При этом высказывается мнение, что необходимо возводить солнечную электростанцию (СЭС) на собственных территориях без потерь электроэнергии на транспортировку и другие затраты [1].

Однако даже в случае собственной СЭС остается гарантированный вопрос о несовпадении во времени вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

Одним из решений этого вопроса является создание комплексной электростанции при использовании в ее составе различных аккумуляторов. При мощностях порядка нескольких сотен мегаватт, как правило, предлагается использовать в качестве такого компонента гидроаккумулирующую электростанцию (ГАЭС).

При малых мощностях – порядка десяти мегаватт и меньше – складывается иной подход: использование литий-ионных, натрий-серноокислых, свинцово-цинковых, воздушно-цинковых и проточных аккумуляторов. Однако производство и утилизация таких аккумуляторов после окончания срока их службы не являются экологичными.

По нашему мнению, одним из приемлемых альтернативных решений при покрытии собственных нужд в несколько сотен киловатт может стать использование в составе комплексной электростанции малой ГЭС и СЭС соизмеримой мощности.

Задача ГЭС в составе такой комплексной станции – перераспределение вырабатываемой энергии от СЭС, т. е. излишки вырабатываемой электроэнергии от СЭС будут в виде воды накапливаться в водохранилище и превращаться в поставляемую в сеть энергию в часы ее нехватки.

Задачу выбора оптимальных режимов работы малой ГЭС в составе комплексной электростанции предполагается решить с помощью методов мат. моделирования.

Пусть годовая потребность в электроэнергии для собственных нужд профилактория составляет 352 000 кВт·часов. В годовом разрезе месячные величины потребности в электроэнергии указаны в таблице 1.

В качестве источника электроэнергии рассматривается строительство СЭС. Установленная мощность СЭС для покрытия годовой потребности профилактория в 352 000 кВт·часов составит 300 кВт.

В качестве оборудования СЭС приняты панели типа ET-P672340 с размерами 1956 × 992 × 40 мм (вес 22,5 кг). Номинальная мощность одного модуля – 340 Вт. Угол установки равен 27 градусов. Панели устанавливаются на определенном расстоянии друг от друга с учетом взаимного незатемнения.

В состав СЭС необходимо включить 883 модуля. Данные по ежемесячной выработке приведены в таблице 2.

Таблица 1. Потребность профилактория в электроэнергии

Период времени	Единица измерения	Величина выработки	Процент
Январь	кВт·час	37 000	10,51
Февраль	кВт·час	40 000	11,36
Март	кВт·час	30 000	8,52
Апрель	кВт·час	27 000	7,67
Май	кВт·час	23 000	6,53
Июнь	кВт·час	26 000	7,39
Июль	кВт·час	29 000	8,24
Август	кВт·час	28 000	7,96
Сентябрь	кВт·час	23 000	6,53
Октябрь	кВт·час	29 000	8,24
Ноябрь	кВт·час	27 000	7,67
Декабрь	кВт·час	33 000	9,38
Год	кВт·час	352 000	100

Таблица 2. Выработка и отпуск электроэнергии СЭС в течение года

Месяц	Вырабатываемая мощность одним модулем, усредненная за один час, Вт	Вырабатываемая мощность станцией, усредненная за один час, кВт	Отпускаемая мощность станцией за вычетом потерь (3,4%)	Отпускаемая ЭЭ станцией, кВт·ч/мес
Январь	9,05	7,99	7,72	6000
Февраль	22,80	20,13	19,45	13000
Март	47,00	41,50	40,09	30000
Апрель	76,40	67,46	65,17	47000
Май	70,10	61,90	59,79	44000
Июнь	101,60	89,71	86,66	62000
Июль	79,90	70,55	68,15	51000
Август	69,90	61,72	59,62	44000
Сентябрь	49,80	43,97	42,48	31000
Октябрь	25,20	22,25	21,50	16000
Ноябрь	8,00	7,06	6,82	5000
Декабрь	5,50	4,86	4,69	3000
Итого отпуск электроэнергии кВт·ч/год				352000

Понятно, что выработка электроэнергии на СЭС не может совпасть с равномерным ее потреблением энергослужбой профилактория. Так как электроэнергосистема при пересылке через нее электроэнергии собственной выработки мониторит ежечасное совпадение потоков и при несовпадении включает механизмы покупки-продажи, что очень невыгодно для собственника профилактория и СЭС.

Поэтому рассмотрим использование в качестве аккумулятора малую ГЭС, расположенную на водохранилище недалеко от профилактория (расположенного на берегу этого же водохранилища).

Мощность единственного гидроагрегата ГЭС 300 кВт, максимальный напор 6,0 м, расчетный напор 5,5 м. Диапазон расходов – 1,29–6,53 м³/с.

Расчет гидроэнергетического потенциала для створа ГЭС при напоре в 5,5 м проведен в соответствии с [2, с. 4]. Результаты показаны в таблице 3.

Таблица 3. Расчет гидроэнергетического потенциала ГЭС

Месяц	Расход, м³/с	Мощность водотока, кВт	Гидроэнер. потенциал, кВт·ч
Январь	4,37	177,62	132148,28
Февраль	3,48	141,44	95050,77
Март	3,53	143,48	106746,78
Апрель	5,09	206,88	148955,80
Май	6,53	265,41	197466,42
Июнь	6,53	265,41	191096,53
Июль	6,24	253,62	188696,85
Август	5,04	204,85	152409,00
Сентябрь	6,53	265,41	191096,53
Октябрь	5,58	226,80	168738,53
Ноябрь	4,65	189,00	136079,46
Декабрь	5,82	236,55	175996,10
			1884481,04

На рисунке 1 показаны совмещенные графики выработки электроэнергии на ГЭС и СЭС и потребление электроэнергии профилакторием. Видно, что кроме перераспределения электроэнергии в течение суток необходимо предусмотреть механизм поставки электроэнергии в некоторые месяцы от ГЭС в профилакторий и возврат ее от СЭС к ГЭС в месяцы ее избытка на СЭС (над потребляемым профилакторием количеством).

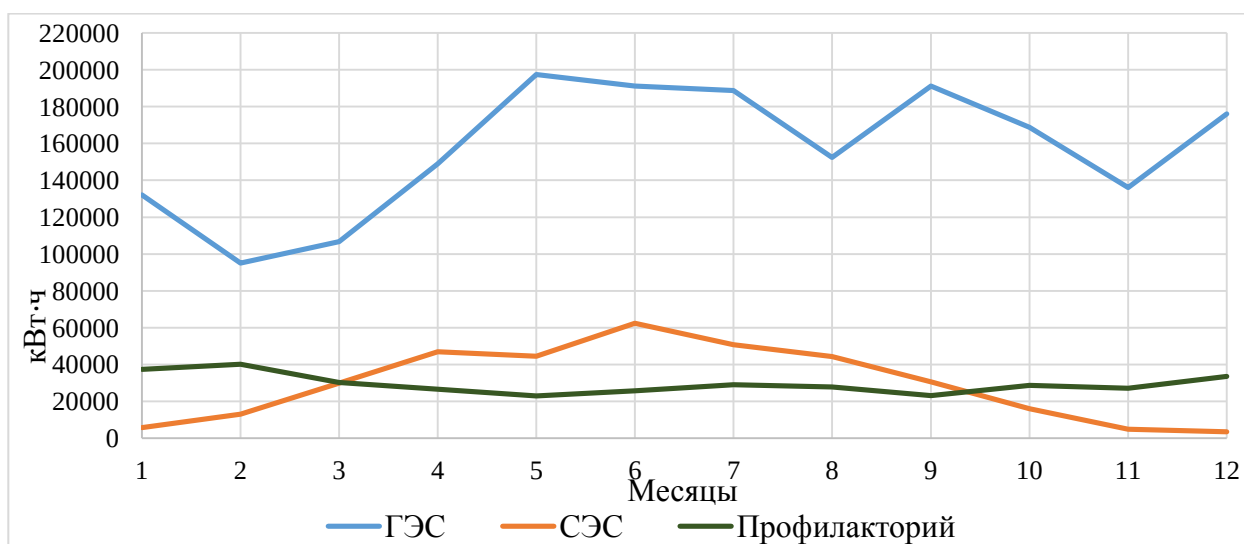


Рисунок 1. Выработка электроэнергии ГЭС и СЭС. Потребление электроэнергии профилакторием

В таблице 4 приведен помесечный баланс выработки электроэнергии на СЭС и ее потребления профилакторием. В таблице указаны месяцы, когда электроэнергии, получаемой от СЭС, недостаточно для нужд профилактория, и излишки электроэнергии, которые требуется аккумулировать с помощью ГЭС, т. е. излишки от СЭС, будут замещать поставляемую энергию от ГЭС в энергосистему. В момент замещения электроэнергии гидроагрегат ГЭС будет работать при минимально возможной мощности, что обеспечивает пропуск санитарного расхода и происходит накопление воды в водохранилище.

Таблица 4. Баланс электроэнергии, вырабатываемой СЭС и потребляемой профилакторием

Месяц	Потребление, тыс. кВт·час	Выработка СЭС, тыс. кВт·час	Баланс, тыс. кВт·час
январь	37	6	-31
февраль	40	13	-27
март	30	30	0
апрель	27	47	+20
май	23	44	+21
июнь	26	62	+36
июль	29	51	+22
август	28	44	+16
сентябрь	23	31	+8
октябрь	29	16	-13
ноябрь	27	5	-22
декабрь	33	3	-30
	352	352	0

Графически перераспределение электроэнергии показано на рисунке 2.

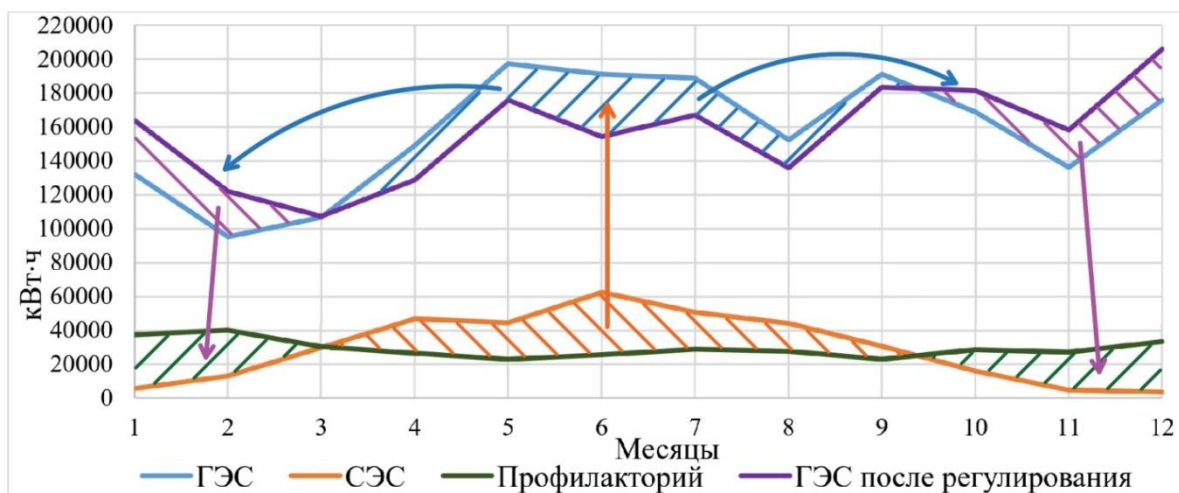


Рисунок 2. Объемы энергии, которые необходимо перераспределить для эффективной работы комплексной электростанции

Если рассмотреть каждый из помесечных балансов и перейти к суточному графику нагрузки и потребления, то для месяца, где среднемесячный баланс выработки и потребления соблюдается, характерна следующая картина, проиллюстрированная рисунком 3.

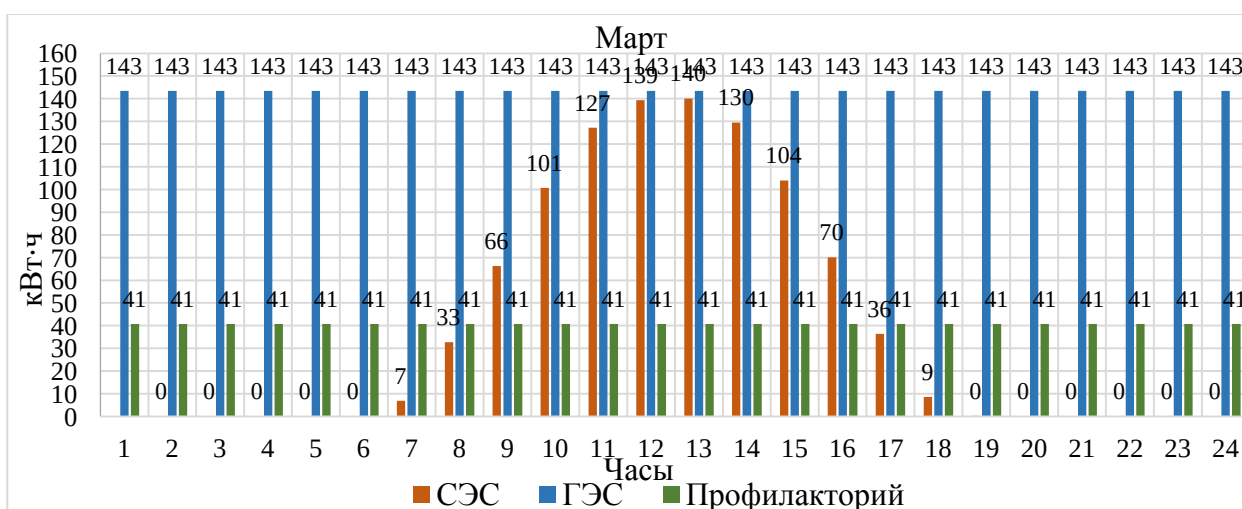


Рисунок 3. Суточный график выработки и потребления электроэнергии

Рисунок 3 показывает ежечасную выдаваемую мощность в течение марта от малой ГЭС, СЭС и потребление энергии профилакторием.

Далее требуется изменить режим работы ГЭС таким образом, чтобы излишки вырабатываемой электроэнергии от СЭС в виде воды накапливались в водохранилище и превращались в поставляемую в сеть энергию в часы ее отгрузки.

Из графика (рисунок 3) получаем график работы малой ГЭС в течение суток для марта. График откорректирован таким образом, чтобы мощность ГЭС не опускалась ниже минимально возможной при пропуске минимально допустимого расхода, при котором гидроагрегат работает устойчиво.

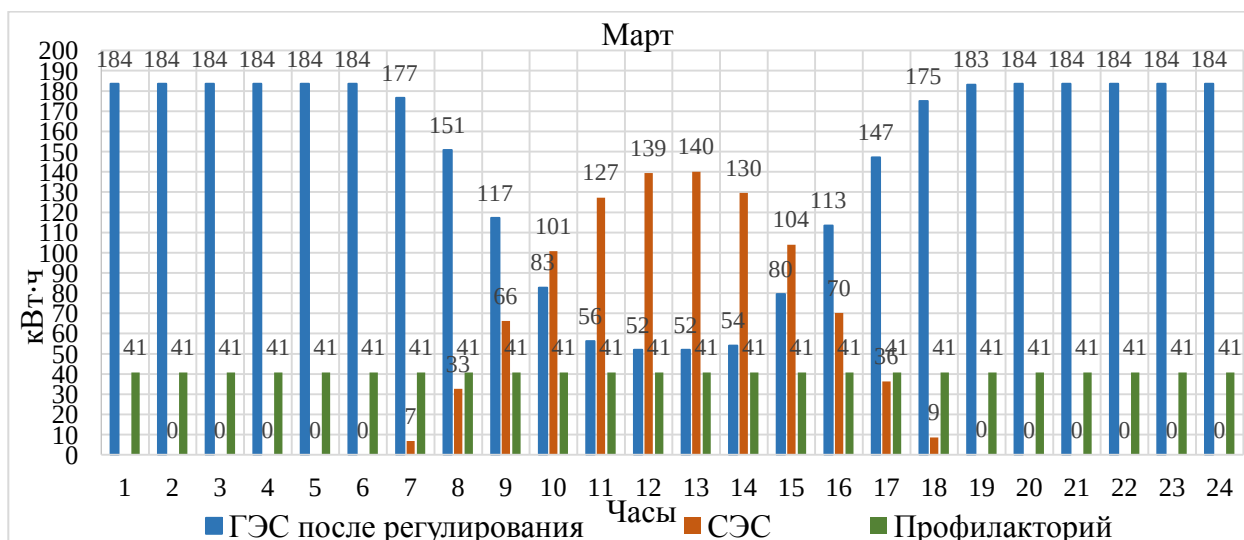


Рисунок 4 – Суточный график выработки ГЭС после регулирования

Рисунок 4 показывает ежечасное перераспределение выдаваемой мощности малой ГЭС. Гидроэнергетический потенциал ГЭС в составе комплексной электростанции после регулирования мощности в годовом и месячном разрезе не изменился.

С целью перераспределения вырабатываемой энергии СЭС и увеличения надежности прогнозирования графика выдачи мощности предлагается включать в состав электростанции, использующей энергию солнца, малую ГЭС.

Рассмотрена методика расчета совместной работы малой ГЭС и СЭС с возможностью максимального перераспределения выдаваемой в сеть электроэнергии и повышения надежности и гарантии выдачи на примере марта.

Следующая цель – проанализировать колебания уровня воды в водохранилище с учетом допустимой величины колебания.

Список использованных источников

1. Partyka, E. Why should corporations choose onsite solar? Meaningful savings, grid stabilization and conflict reduction [Электронный ресурс] / Eric Partyka // Renewable Energy World. — Режим доступа: <https://www.renewableenergyworld.com/2020/12/17/why-should-corporations-choose-onsite-solar-meaningful-savings-grid-stabilization-and-conflict-reduction/?fbclid=IwAR0o-Z8Qjt8VA-tTzBnKetTdXOmwnleSqzt5R-3WeBliUyLWlATaD14-ZDc>. — (Дата доступа: 11.03.2021).
2. Малые ГЭС. Правила проектирования = Малые ГЭС. Правила проектирования : ТКП 45-3.04-299-2014 (02250). — Введ. 01.11.14. — Минск : Минстройархитектуры, 2014. — 56 с.

Д.П. Евсеев, В.В. Лапасова
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

НАПРАВЛЕНИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ В СК «СТРОЙЛАЙН»

The issues of management organization in construction companies are currently being paid more and more attention. Work should be undertaken to assess the effectiveness of existing mechanisms. You need to make changes and predict the results of changes in the construction management hierarchy. The main direction of changes in the management organization is to adjust the number of possible relationships and eliminate duplicate functions.

Keywords: construction company, development trends, efficiency, coefficient method, management decisions, management organization, construction company management, organizational structure, management hierarchy, relationships-relationships, management mechanism, profitability of management personnel.

Организационная структура строительной компании во многом зависит от специфики строительного производства и особенностей управленческого процесса. Следует учитывать, что имеются уникальные требования в гидротехническом строительстве, что также накладывает свои корректировки по вопросам оценки и улучшения организации управления. Оценка организационных структур и определения механизма их совершенствования должна показать наиболее уязвимые места в организации управления. В конечном итоге это позволит сформировать более эффективную и совершенную организационную структуру строительной компании.

Основными вопросами при формировании организационно-должностной структуры управления исследуемой строительной компании «Стройлайн» (далее – СК «Стройлайн») является определение в организационной структуре управления тех отношений-взаимосвязей, которые подлежат реализации при осуществлении основной деятельности. С этой целью предполагается внесение изменений и некоторых предложений по совершенствованию уже имеющейся организационной структуры. Но для этого следует оценить эффективность имеющихся взаимосвязей между структурными подразделениями СК «Стройлайн». Выстраивание взаимосвязей следует осуществлять по принципу минимального, но достаточного количества взаимосвязей, а также с учетом принципа повышения эффективности управления СК «Стройлайн». Также следует

отметить, что вновь создаваемые организационные связи и отношения ведут к необходимости формирования соответствующих должностных инструкций и функционала для лиц, занимающих структурные ячейки в иерархии должностей и взаимосвязей.

Рассмотрение аналогов организационной структуры не позволяет получать положительного результата, так как в каждой компании выстраиваются уникальные отношения и именно с ними следует вести работу. Поэтому рассмотрению подлежит уже действующая организационная структура. Сформированная иерархия, система взаимоотношений может быть скорректирована и улучшена.

Основные показатели деятельности СК «Стройлайн» позволяют сделать вывод о результативности осуществления основной уставной деятельности в целом по показателю чистой прибыли. При этом имеется снижение суммы чистой прибыли за кризисный период исследования. Но несмотря на это, можно говорить о том, что СК «Стройлайн» является стабильно функционирующим предприятием, даже в условиях экономического кризиса и сложностей в получении дополнительного финансирования компания не получает убытков.

Действующая на настоящий период времени организационная структура не является совершенной, имеются некоторые вопросы, которые следует решать. Исследование иерархии управления СК «Стройлайн» позволяет наметить вопросы, требующие своего решения:

- имеющиеся функции управления, с учетом специфики деятельности строительной компании, не всегда соответствуют фактическому функционалу подразделений;
- имеются функции управления, которые не могут реализоваться в действующей структуре управления;
- дублирование производственных, финансовых, управленческих и других функций по реализации строительной деятельности несколькими структурными подразделениями СК «Стройлайн»;
- управленческие решения принимаются на необоснованно высоком уровне.

Это означает, что в СК «Стройлайн» реализуется ручной режим управления, а это всегда самый неэффективный способ управления. Снижается оперативность решения производственных задач, а руководство, занимаясь тактическими задачами, не имеет возможности заниматься стратегическими направлениями в развитии СК «Стройлайн».

Совокупный (суммированный) коэффициент структуры связей ниже нормы и составляет 0,735. При этом норма составляет значение, приближенное к единице. Следовательно, работоспособность организационной структуры управления СК «Стройлайн» является недостаточной, характеризуется нестабильностью внешней среды. Присвоение коэффициентов по критериям оценки эффективности

организационной структуры осуществляется на основании экспертных оценок и опыта работы в действующей иерархии.

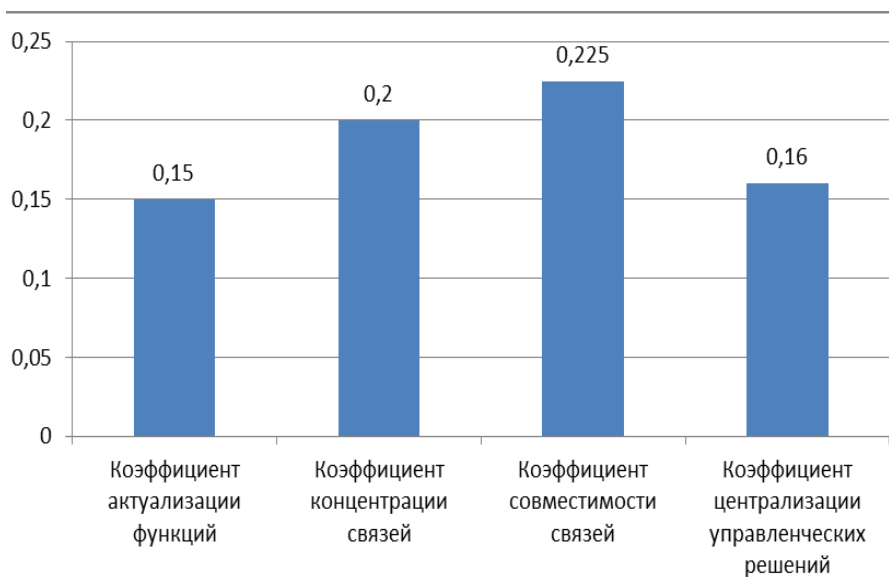


Рисунок 1. Коэффициенты структуры связей в СК «Стройлайн».

Примечание: составлено автором

Следует отметить, что в структурных подразделениях СК «Стройлайн» имеется недостаток информации, которая необходима для успешного функционирования СК «Стройлайн», особенно в условиях экономического кризиса и финансовых санкций, что усложняет вопросы развития и привлечения подрядов. Недостатком функционирования действующей организационной структуры также определено наличие множества функций, которые по своей сути дублируют друг друга. В результате время сотрудников тратится на исполнение одних и тех же функций, что также не способствует оптимальной структуре управления в СК «Стройлайн».

Относительно качественной оценки структуры управления определены вопросы, и они могут быть решены путем проведения реорганизаций и преобразований [1]. Рассмотрению подлежат показатели затрат на исполнение производственных функций, а также исследование данных относительно расходов на управление в СК «Стройлайн» с целью осуществления оптимизации обозначенных издержек.

Основными параметрами по количественной характеристике организационной структуры следует назвать показатель прибыльности управленческого персонала и оценка суммы затрат СК «Стройлайн» на содержание одного работника управления. Нельзя проводить сопоставление между данными показателями, так как они характеризуют различные явления. Но следует рассмотреть их динамику на рисунке 2.

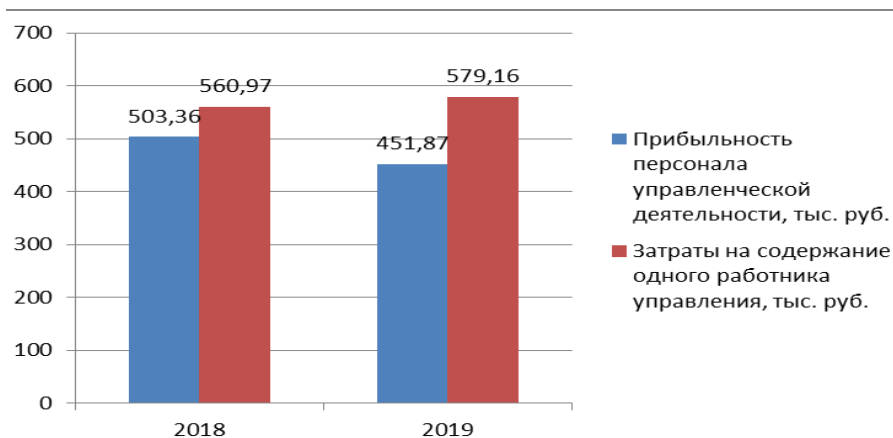


Рисунок 2. Показатели эффективности использования потенциала организации управления СК «Стройлайн».

Примечание: составлено автором

Прибыльность персонала управления в СК «Стройлайн» снижается, но увеличивается сумма затрат на содержание одного работника аппарата управления. Это свидетельствует о необходимости вмешательства в организацию управления.

Предлагается провести изменения в организации управления в СК «Стройлайн», связанные с сокращением числа связей и устранение дублирования функций сотрудников. Как результат можно ожидать более быструю реализацию управленческих решений.

Для характеристики эффективности организации направления следует оценить число отношений для генерального директора, что также позволит обосновать изменения в организационной структуре СК «Стройлайн». Используя методику В. Грайкунаса, рассмотренную в трудах А. Матвеева [2], для генерального директора СК «Стройлайн» определено общее число возможных отношений – 15. Это значительно превышает нормальное значение данного показателя. Генеральный директор является менеджером высшего звена (на практике ширина эффективной сферы контроля для менеджеров на высшем уровне не превышает 2–5 человек), следовательно, требуется пересмотр организационно-должностной структуры, направленный на сокращение числа возможных отношений в сторону их уменьшения.

Одной из рекомендаций по совершенствованию оргструктуры СК «Стройлайн» можно обозначить работу по созданию более коротких взаимосвязей, что позволит избежать излишних трат ресурсов и времени на управление строительной организацией. В этом случае число возможных отношений подлежит сокращению и приближению к рекомендуемому.

Как результат реализации совершенствования организации управления СК «Стройлайн», следует рассматривать не абсолютные значения изменения прибыли или другие значения эффективности деятельности организации. Следует оценивать такие параметры, как прибыльность персонала управленческой деятельности и сумма затрат на содержание одного

работника управления. Причем прибыльность персонала управленческой деятельности оценивается по ретроспективным данным. Нормативов на данный показатель нет, но динамика показателя позволяет сделать вывод, насколько верно проводится реформирование организации управления.

Показатель затрат на содержание одного работника также не является нормативным, определяется расчетным путем и интересен в динамике. Также не стоит вести особо активных организационных изменений по снижению данного параметра. Отсутствие соответствующих условий работников управления компании может привести к уходу квалифицированных специалистов. А это позволяет спрогнозировать снижение абсолютной суммы прибыли СК «Стройлайн».

В случае негативной динамики представленных показателей следует выявлять факторы, обусловившие отрицательные явления и применять соответствующие организационные решения. Тем самым можно будет говорить о благоприятном социально-экономическом прогнозе в работе СК «Стройлайн».

Список использованных источников

1. Грушенко, В.И., Фомченкова, Л.В., Халдеев, В.Т. Разработка организационной структуры управления предприятием в условиях экономического кризиса // Проблемы теории и практики управления. – 2018. – №11.
2. Матвеев, А. Нерациональная структура дорого обходится // Консультант. – 2019. – №7.

С.М. Карамашева
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск рп. Черемушки

Научный руководитель:
канд. техн. наук **Л.В. Толстихина**

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПИД-РЕГУЛЯТОРА ДРОБНОГО ПОРЯДКА

This article describes mathematical models of integer PID controller and fractional order. Then, the coefficients of the integral and differential operators are introduced into the having a model of a parallel PID controller of integer order. Thus, the fractional order regulator allows you to fine-tune the system parameters and overcome the contradiction between speed and overshoot.

Keywords: mathematical model, PID-controller, linear control law, fractional calculus, differential and integral non-integer order, integral order, differential order, integral and differential coefficients, operator Riemann-Liouville, Euler function.

Введение

В данной статье рассмотрена математическая модель ПИД-регулятора дробного порядка. В современных инженерных системах для управления в основном применяются регуляторы дробного порядка, так называемые пропорционально-интегрально-дифференциальные (ПИД) регуляторы. Такие регуляторы для реализации модели имеют широко используемый математический аппарат. Не всегда возможна адекватная реализация математической модели для какой-либо инженерно-технической системы. Традиционные ПИД-регуляторы не всегда обеспечивают точность регулирования технических параметров. Высокую точность и скорость регулирования технических параметров обеспечивают ПИД-регуляторы дробного порядка. Математическая модель ПИД-регулятора дробного порядка разработана на основе метода дробного исчисления [1].

В современной теории автоматического управления метод дробного исчисления позволяет сделать точное математическое описание технического объекта или системы. Применение целочисленных моделей в свое время было затруднено отсутствием более совершенного математического аппарата [2]. Современная системная автоматика позволяет применять адекватно разработанные алгоритмы для оптимального управления системами.

Математическая модель

Регуляторы целочисленного порядка имеют линейный закон регулирования.

Схемы целочисленного ПИД-регулятора (рис. 1) и параллельного ПИД-регулятора (рис. 2) позволяют изучить поведение объекта при пропорциональном отклонении и при изменении скорости контролируемой величины. Линейный закон регулирования ПИД-регулятора описывается уравнением (1):

$$\vartheta = -(\delta + T_d \frac{d\delta}{d\tau} + \frac{1}{T_i} \int_0^t \delta \cdot d\tau) \cdot K; \quad (1)$$

где K – коэффициент пропорционального изменения контролируемой величины;

T_i, T_d – постоянные времени интегрирования и дифференцирования.

Передаточная функция ПИД-регулятора с непрерывным временем:

$$W_{id}(s) = K_p \left[1 + T_i \cdot \left(\frac{1}{s} \right) + T_d \left(\frac{N \cdot s}{s+N} \right) \right]; \quad (2)$$

где K_p, T_i, T_d – константы пропорциональности, интегрирования и дифференцирования;

N – коэффициент фильтра.

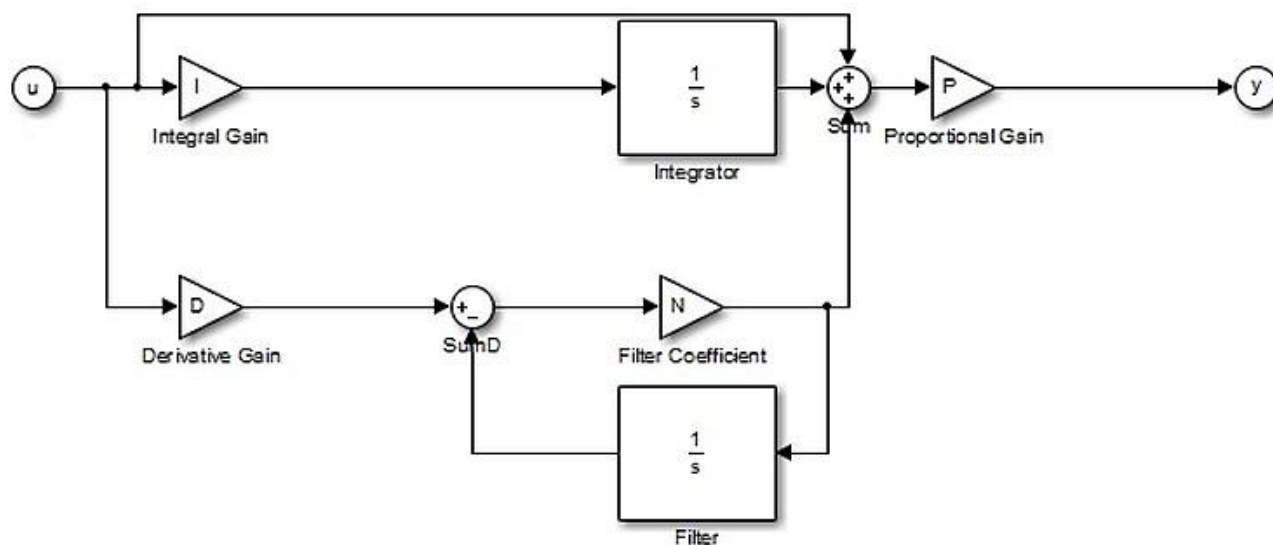


Рис. 1. Структурная схема ПИД-регулятора целочисленного порядка

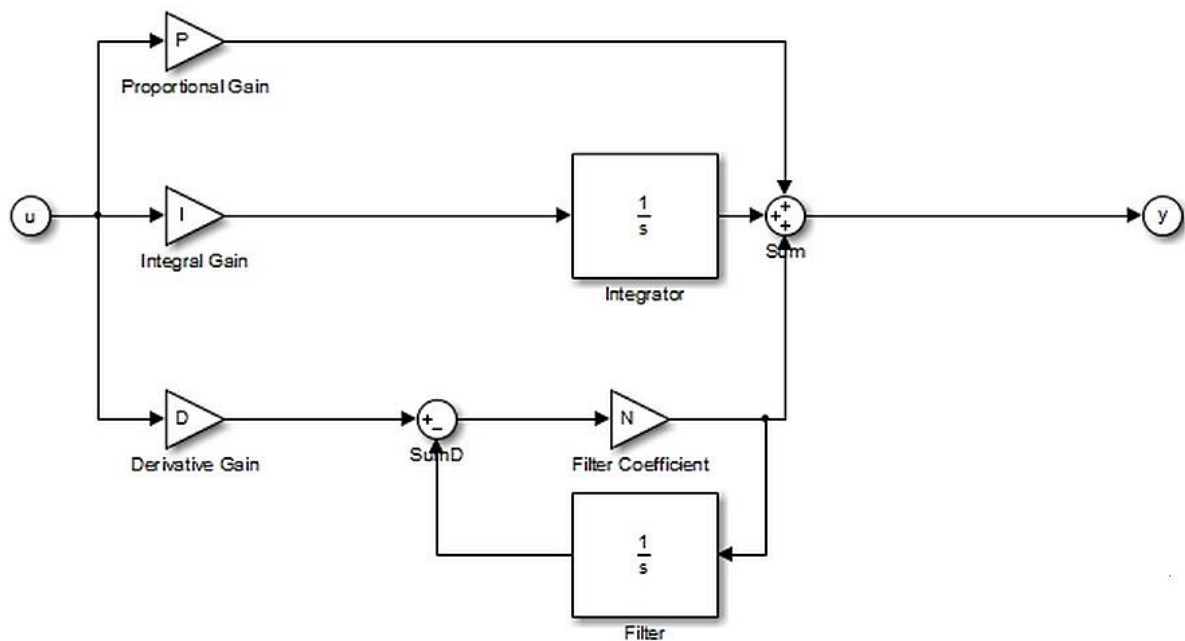


Рис. 2. Структурная схема параллельного ПИД-регулятора целочисленного порядка

Параллельный ПИД-регулятор, в котором выход представляет собой сумму пропорциональных, интегральных и производных величин в соответствии с независимыми параметрами усиления P , I и D . Коэффициент фильтра N задает положение полюса в производном фильтре.

Передаточная функция параллельного ПИД-регулятора с непрерывным временем:

$$W_{par}(s) = K_p + T_i \cdot \left(\frac{1}{s}\right) + T_d \left(\frac{N \cdot s}{s+N}\right); \quad (3)$$

где K_p, T_i, T_d – константы пропорциональности, интегрирования и дифференцирования;

N – коэффициент фильтра.

В ПИД-регулятор встраиваются составляющие интегральная λ и дифференциальная μ .

Управляющее воздействие ПИД-регулятора с интегральной и дифференциальной составляющими описывается уравнением:

$$\vartheta(t) = K_p \cdot \delta(t) + K_d \cdot D^\mu \cdot \delta(t) + K_i \cdot D^{-\lambda} \cdot \delta(t); \quad (4)$$

где $\delta(t)$ – погрешность управления;

${}_a D_t^\alpha f(t)$ – оператор по Риману-Лиувиллю.

Управляющее воздействие имеет пропорциональную, дифференциальную и интегральные компоненты. Их воздействие влияет на регулируемую величину следующим образом:

- пропорциональная константа уменьшает статическую ошибку и увеличивает скорость отклика;
- интегральная константа уменьшает относительную устойчивость, а также устраняет статическую ошибку;
- дифференциальная константа имеет сглаживающий эффект.

Использование дробного управления при изменении интегральной составляющей λ в пределах от 0 до 1, позволяет получить возрастающую амплитудно-частотную характеристику (АЧХ) и постоянную задержку по фазе. При изменении дифференциальной составляющей μ от 0 до 1 получаем возрастающую АЧХ и постоянное опережение по фазе.

Если подобрать более широкий диапазон управления от $\frac{1}{s^\lambda}$ до s^μ , то можно получить оптимальный результат между положительным и отрицательным влиянием.

Обычно для обобщенного дробного дифференцирования используются определение дробного порядка по Риману-Лиувиллю [3].

Дробный оператор Римана-Лиувилля:

$${}_a D_t^a f(t) = \frac{1}{\Gamma(m-a)} \frac{(d)^m}{(dt)} \int_t^a \frac{f(\tau)}{(t-\tau)^{a-m+1}} d\tau \quad (5)$$

где $m-1 < a < m$; $\Gamma(\cdot)$ – гамма-функция Эйлера.

Дробное исчисление – это обобщение дифференциального и интегрального порядка на нецелые числа. Дробное исчисление – это вероятность того, что дифференциальный и интегральный нецелочисленный порядок равен оператору ${}_a D_t^a$, где a и t – верхний и нижний пределы оператора.

После применения преобразования Лапласа получаем передаточную функцию такого регулятора:

$$W(s) = K_p + \frac{K_i}{s^\lambda} + K_d \cdot s^\mu \quad (6)$$

где λ и μ – коэффициенты интегрального и дифференциального операторов, которые являются произвольными вещественными числами $\lambda > 0$, $\mu > 0$;

K_p , K_i и K_d – пропорциональные, интегральные и дифференциальные коэффициенты соответственно.

ПИД-регулятор дробного порядка является частным случаем целочисленного, если составляющие будут равны $\lambda=1$ и $\mu=1$. В модель добавляется два регулируемых параметра λ и μ .

На рис. 3 показана параллельная модель дробного ПИД-регулятора.

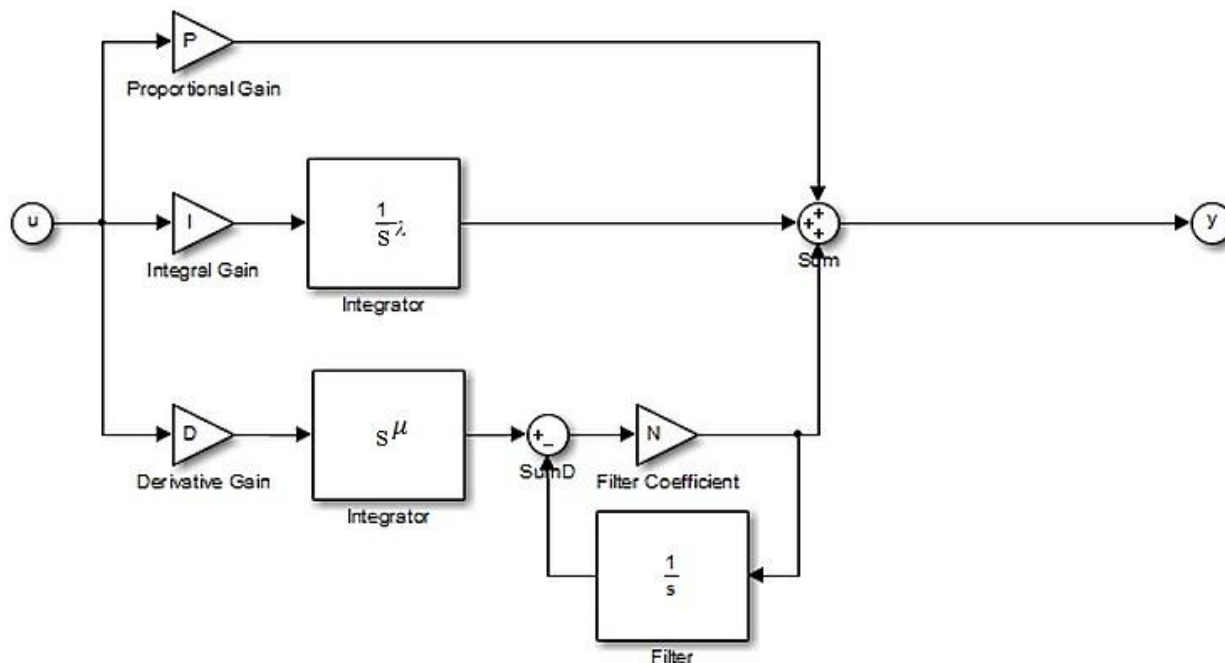


Рис. 3. Структурная схема регулятора дробного порядка

Заключение

Применяемые в технических системах целочисленные ПИД-регуляторы являются несовершенными по сравнению с ПИД-регуляторами дробного порядка, которые позволяют достигать желаемого управляющего эффекта. Использование в системах управления данного контроллера на основе дробного регулирования позволяет повысить запас устойчивости системы, не ведет к пере- и недорегулированию, увеличивает скорость работы и эффективность регулировки параметров системы. В модель дробного регулятора введены коэффициенты интегрального и дифференциального операторов, что делает точным настройку параметров системы и позволяет преодолеть противоречие между перерегулированием и быстродействием.

Список использованных источников

1. Podlubny I.: Fractional Differential Equations. Academic Press, San Diego, 1999.
2. Авсиевич В.А. Моделирование систем автоматического управления с дробным ПИД-регулятором [Текст] // А.В. Авсиевич, В.В. Авсиевич. Автоматика и ИТ в энергетике. – 2010 – №6 – с. 12–14.

3. Сюэ Динъю, Чжао Чунна. Конструкция ПИД-регулятора дробного порядка для системы дробного порядка [J]. Теория управления & Приложение, 2007, 24(5): 771-776.
4. DAS S, PAN I, DAS S в соавторстве. Новый ПИД-контроллер с нечетким алгоритмом дробного порядка и его оптимальная настройка во временной области на основе интегральных показателей производительности [J]. Инженерные приложения искусственного интеллекта, 2012, 25 (2): 430–442.
5. Шао Исян, Цзэн Цзилунь, Гао Вэнь и др. Анализ и практика применения алгоритма регулирования для гидрорегуляторов [J]. Автоматизация электроэнергетических систем, 1990, 14 (3): 52–56.
6. Дэн Пу, ПИ Сяньсун, Ма Шиин и др. Свойства передачи потока мощности в условиях сверхчастотных случаев и управления переходом состояния регулятора скорости [J]. Автоматизация электроэнергетических систем, 2014, 38 (11): 123–129.
7. Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев. Моделирование гидротурбин и автоматических регуляторов частоты и активной мощности в среде MATLAB // II. Моделирование и управление в технических системах. – 2009, №4. – С. 67–70.
8. Xu Yanhe, Zhou Jianzhong, Xue Xiaoming, Xia Xin et al. Fractional order PID-based regulation and control of pumped storage units under no-load condition // Dianli xitong zidonghua = Autom. Elec. Power Syst. 2015.39, № 18, с. 43–48.
9. Евсеев В. Управление нелинейной системой на основе методов дробного исчисления. – 2013.

И.В. Михайлов

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

The development of energy storage systems is fundamental to the prospects for energy markets. Demand sectors are characterized by a high degree of uneven consumption; there are significant imbalances in the possibilities of producing certain types of energy resources. Pumped storage systems (PSPs) are the most common way to store electricity, followed by other mechanical and chemical storage systems. The emergence of new economically viable load balancing solutions can significantly rebuild the power supply system. In parallel, drives open up new consumer opportunities for the autonomous use of various equipment and vehicles.

Keywords: energy storage systems, storage of electricity, pumped storage systems, mechanical and chemical storage systems, flywheel energy storage, super flywheels, alternative energy storage, capacitors, super capacitor, electrochemical batteries.

Введение

Согласно распоряжению Президента и Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р [1], в энергетическом комплексе приняты улучшения в экономической части. На период до 2030 года в энергетике России стоит задача повысить энергоэффективность энергосистемы и уменьшить объем выработки энергии путем оптимизации энергосети.

На данный момент самыми эффективным способом хранения электроэнергии является кинетическое устройство – супермаховик [2]. Данный способ появился еще в прошлом веке, но, благодаря появлению композитных материалов и новым разработкам, только сегодня эта система может конкурировать с уже используемыми.

В этой статье главная идея состоит в рассмотрении различных систем запасаания электроэнергии и в сравнении традиционных с современными методами.

Обзор характеристик и специфики супермаховиков

На протяжении долгого периода времени главной задачей маховиков являлось обеспечить бесперебойной работой машин и механизмов. С

появлением новых разработок за последние годы удалось создать сложные высокотехнологические устройства (супермаховики), которые запасают энергию. Количество запасенной кинетической энергии прямо пропорционально инерции вращающегося тела J и квадрату угловой скорости вращения ω , согласно формуле

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (1)$$

Кинетическая энергия передается на маховик и от маховика при помощи мотор-генератора – обратимой электрической машины, чаще всего встроенной в конструкцию маховика. Подводимая энергия к обмоткам статора, работающая в режиме двигателя, обладает вращающим моментом, тем самым увеличивает скорость вращения маховика. Конструктивное исполнение супермаховика со встроенным мотор-генератором представлено на рисунке 1.

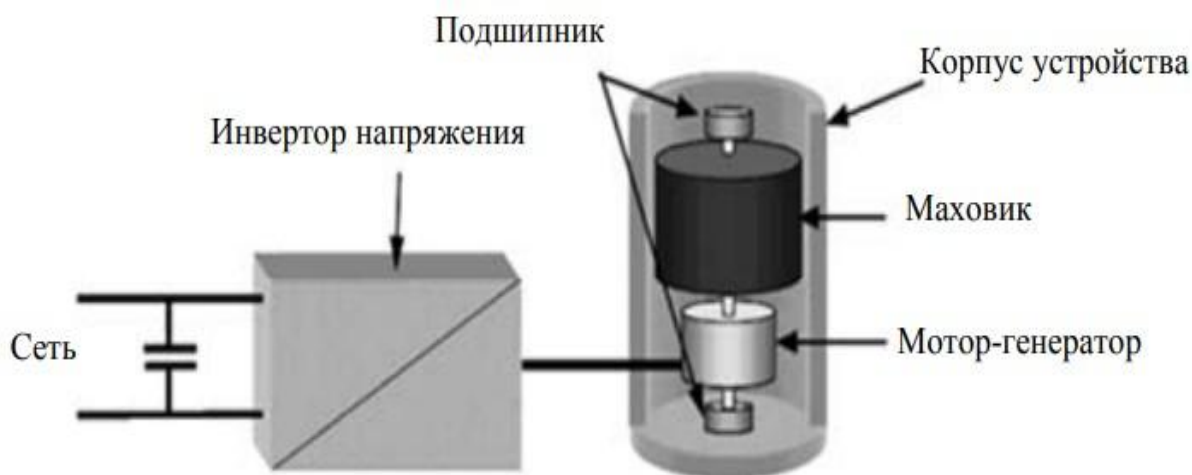


Рисунок 1. Общая схема супермаховика

До сегодняшнего дня определенный ряд технических проблем не позволял супермаховикам конкурировать с другими способами запасаения энергии.

Из формулы (1) видно, что запасаемая в маховике кинетическая энергия имеет линейную зависимость от момента инерции вращающейся массы и квадратичную зависимость от скорости вращения. Соответственно, при росте скорости вращения, даже если масса и момент инерции маховика будут пропорционально уменьшаться, количество запасаемой энергии будет расти [3]. Согласно данному утверждению, вещество, которое применяют в маховиках, имеет высокую прочность и низкую плотность. Раньше использовали для создания маховиков такой материал как конструкционная сталь, но она не сохраняла целостность при высоких вращениях. Эту

проблему решили такие композитные материалы (стекловолокно и карбоновое волокно), которые прочнее стали в несколько раз.

Также для уменьшения потерь и долгосрочного хранения энергии применили установку ротора в безвоздушное пространство. Для этого создают специальную оболочку, которая выдерживает атмосферное давление и поддерживает вакуум внутри.

В настоящий момент максимальная энергоемкость супермаховиков доходит до 300 Вт·ч/кг. С развитием композитных материалов показатель энергоемкости может быть увеличен до 800 Вт·ч/кг в ближайшие 5 лет, а в долгосрочном прогнозе теоретического максимума достигнет значения 2700 Вт·ч/кг.

Краткий обзор электрохимических аккумуляторов

Электрохимические аккумуляторы – широко применяемый и распространенный способ хранения энергии. Они удобны, малогабаритны, удобны в эксплуатации и неприхотливы к работе. КПД аккумуляторов 60–80%.

При работе аккумуляторы выделяют тепло, что негативно сказывается на КПД, тем самым необходимо контролировать перегрев этих устройств. Еще одной немаловажной проблемой является износ аккумулятора, он определяется числом заряда/разряда, которое батарея может обеспечить.

Электрохимические аккумуляторы также имеют ограниченную скорость разряда или выходную мощность, превышение которой может повредить аккумулятор. Это значение может составлять 10–25% от общей емкости аккумулятора [4], в зависимости от типа, что значительно ограничивает применимость аккумуляторных батарей в приложениях большой мощности.

Краткий обзор суперконденсаторов

С 60-х годов прошлого столетия было разработано электрохимическое устройство, такое как суперконденсатор. В процессе работы суперконденсатора не используется химическая реакция, что влияет на количество и время его разряда и заряда. По сравнению с аккумуляторами, цикл заряд/разряд у суперконденсаторов имеет большую жизнеспособность и может достигать сотен тысяч циклов. Также они могут работать в температурных диапазонах от -30°C до $+55^{\circ}\text{C}$. Важнейшим недостатком суперконденсаторов является низкая плотность энергии, по сравнению с батареями.

Суперконденсаторы имеют большой потенциал по сравнению с аккумуляторами, так как они жизнеспособны, имеют быстрый цикл разрядки и зарядки и их КПД достигает 95%.

Краткий обзор гидроаккумулирующих электростанций

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) существуют более 70 лет. Эти электростанции являются самыми распространенными по способу хранения электроэнергии во всем мире. По последним данным 275 проектов ГАЭС работают по всему миру, их генерируемая мощность около 85 ГВт, что составляет около 4% мировой генерации электроэнергии.

Принцип работы ГАЭС схож с технологией работы ГЭС, но лишь с одной разницей, что гидроагрегаты на ГАЭС могут работать в насосном режиме, то есть перекачивать воду из нижнего бьефа в верхний. В ночное время гидроагрегаты перекачивают воду, потребляя энергию из энергосети, а в дневное время, когда пиковая нагрузка увеличивается, срабатывает вода, покрывая энергодефицит в энергосети.

Одним из плюсов данной системы является довольно длительное время хранения электроэнергии и большой объем. Количество сохраненной энергии напрямую зависит от объема водохранилища. Но это является и недостатком данной системы, так как задействуется большая территория земли. Еще одна немаловажная проблема заключается в дорогостоящей постройке данной системы.

Краткий обзор систем со сжатым воздухом

Сжатый воздух применяется в качестве носителя для запасаения энергии недавно. Первая система, основанная на принципе сжатия и расширения воздуха, была построена в Huntorf, Германия, в 1978 году. Энергоемкость системы составляет 290 МВт в течение 4 часов. КПД таких систем составляет 85%. Такой способ запасаения энергии применяют совместно с различными видами топлива для работы турбогенераторов.

В такой системе накопления энергии применяют большой герметичный резервуар со сжатым воздухом. Но постройка таких резервуаров очень трудоемка. В настоящее время ведется разработка гибридных технологий, совмещающих принципы суперконденсаторов, гидравлики и пневматики для получения эффективности.

Краткий обзор сверхпроводящих систем

Сверхпроводящие накопители (индуктивные), которые в настоящее время используются, — одна из современных и технически сложных технологий хранения энергии. Они состоят из криогенных систем, которые охлаждают электромагнитную катушку для достижения эффекта сверхпроводимости, что исключает потери энергии в проводниках. Запасенная энергия в такой системе хранится в виде магнитного поля, которая в дальнейшем преобразуется в виде постоянного тока и с помощью преобразователя переходит в переменный ток. При помощи такого принципа получают быструю реакцию и высокую выходную мощность, эффективность данной технологии выходит 95–98%. За исключением крупных ГАЭС, это

единственная система, способная сглаживать и замещать энергопотребление мощных систем при высоком КПД. При больших потенциальных возможностях технологии, важнейшими недостатками таких систем являются сложность охлаждения катушки до сверхпроводящих температур и крайне высокая стоимость производства и эксплуатации.

Сравнительный анализ и рекомендации по применению супермаховиков

После краткого обзора различных способов запасаения энергии проведено количественное сравнение их параметров (таблица 1).

Таблица 1. Сравнение типичных характеристик и свойств различных способов запасаения энергии

Параметры	Система					
	Аккумулятор	Суперконденсатор	ГАЭС	Сжатый воздух	Сверхпроводная катушка	Супермаховик
КПД, %	68	94	72	82	93	91
Энергоемкость, Вт·ч/кг	150	15	-	-	200	300
Количество циклов	10^3	10^6	10^4	10^4	10^6	10^5
Срок службы	3–5	10	20	20	10	20+
Время	ч	сек	ч	ч	мин	мин
Мощность	Средняя	Высокая	Очень высокая	Очень высокая	Высокая	Высокая
Цена	Низкая	Средняя	Очень высокая	Очень высокая	Очень высокая	Высокая
Компактность	Высокая	Средняя	Низкая	Низкая	Средняя	Высокая
Экология	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Низкая

После изучения и проведенного анализа супермаховиков выявились их положительные стороны, вместе с этим обнаружили недостатки по сравнению с другими методами хранения энергии. Эти сравнения привели к определенным выводам.

Благодаря большой энергоемкости супермаховиков, возникает возможность запастись большой объем энергии и выдавать ее в сеть при пиковых провалах мощности в энергосистеме.

Супермаховики являются лучшим способом запасаения энергии по сравнению с альтернативными методами, так как имеют высокий КПД, большую жизнедеятельность и экологичность. Нерегулярность работы возобновляемых источников энергии компенсируется включениями в сеть систем запасаения энергии, для этого лучше всего подходят по всем показателям супермаховики.

На базе метода запасаения энергии супермаховиков могут возводиться станции хранения энергии как на крупный объем, так и на малые электростанции, благодаря их компактности и конструктивному исполнению.

Список использованных источников

1. Постановление Правительства РФ от 9.06.2020 №1523-р «Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 48, ст. 5836.
2. Гулиа Н.В. Инерционные аккумуляторы энергии. Воронеж: ВГУ, 1973. – 240 с.
3. Маховик как накопитель и аккумулятор энергии. [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43861945>.
4. Антипов Е.В. Литий-ионные электрохимические накопители энергии: современное состояние, проблемы и перспективы развития производства в Российской Федерации // МГУ имени М.В. Ломоносова. (Дата обращения: 14.05.2019).
5. Галкин Ю. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / Ю. Галкин, А.А. Галкина, Д.А. Грушевенко, Н.О. Капустин, Е.О. Козина, В.А. Кулагин, С.И. Мельникова, И. Миронова, И.Н. Овчинникова, Н. Трошина, Д. Яковлева; под ред. В.А. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с.

М.А. Храмцов, М.Ф. Носков
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ГЕКТАР» НА БАЗЕ ГИБРИДНОЙ ГИДРО-СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Russia has significant potential in terms of solar insolation. The most promising regions for the development of solar energy are the Far East, Krasnodar Territory and Stavropol Territory, Astrakhan, Rostov and Volgograd Regions. It is economically expedient to develop this type of RES in Altai, Buryatia and the Chita region. According to experts, the sun is a key renewable resource in any region.

Keywords: Far Eastern hectare, Far Eastern Federal District, renewable energy sources, solar power, solar insolation, hybrid solar hydroelectric power plant, sun potential, renewable resource, hybrid diesel-hydro-solar power plant, Far East regions.

Россия имеет значительный потенциал с точки зрения солнечной инсоляции. Наиболее перспективными регионами для развития солнечной энергетики являются Краснодарский край, Дальний Восток и Ставропольский край, Волгоградская, Ростовская и Астраханская области. Экономически целесообразно развивать этот вид ВИЭ на Алтае, в Бурятии и Читинской области.

По мнению экспертов, солнце – ключевой возобновляемый ресурс в любом регионе. Согласно расчетам исследований главной географической обсерватории им. А.И. Воейкова, в северных районах Якутии в апреле и мае месячные показатели солнечной активности сопоставимы с Северным Кавказом, Астраханской областью и Крымом [1].

Для выбора оптимального места установки гибридной дизель-гидро-солнечной электростанции рассмотрим краткую информацию о регионах, участвующих в программе «Дальневосточный гектар» [2].

Амурская область - Архаринский район расположен на юго-востоке Амурской области, в бассейнах рек Архара, Амур и Бурея. Площадь Архаринского района составляет 14,6 тыс. км². Граничит на северо-западе и западе с Бурейским районом Амурской области, на востоке с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, на юго-востоке с Облученским районом Еврейской автономной области, на юго-западе и юге – государственная граница с КНР. Климат Архаринского района умеренно-

континентальный. Самый холодный месяц – январь. Самый жаркий месяц – июль. Средняя температура января $-26,7^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+20,7^{\circ}\text{C}$. Годовое количество осадков по данным метеостанции Архара составляет 685 мм. Рельеф Архаринского района по р. Амур представляет собой широкую пойму, на северо-востоке – террасированную низменную равнину, затем – бугристо-впадинный рельеф бассейна р. Архара, на севере – плоские невысокие горы, южная оконечность Туранского хребта. Минеральные ресурсы Архаро-Богучанское месторождение бурых углей, россыпные месторождения золота, месторождение Татаканского щебня, более 10 целебных минеральных источников.

Амурская область - Свободненский район расположен на юго-западе Амурско-Зейской равнины. Граничит на северо-западе с Шимановским, на северо-востоке с Мазановским, на юге с Благовещенским районами области, на западе – государственная граница с КНР. Площадь района 7318,18 км². Юго-восточная часть района расположена в пойме реки Зeya, западная часть – река Амур. Большая часть территории района покрыта лесной растительностью, пересеченной грядами и холмами. Климат Амурской области резко континентальный с муссонными особенностями. Формирование такого климата связано с взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов. На севере региона средняя температура января опускается до -40°C . В межгорных котловинах до -50°C . Температуры поднимаются к югу. Изотермы от -28°C до -24°C проходят на юге. Зима в регионе суровая.

Еврейская автономная область - Октябрьский район расположен на левом берегу Амура в южной части области. На юге и западе по Амуру граничит с КНР, на севере – с Облученским, на востоке – с Ленинским районами Еврейской автономной области. Площадь территории 6,4 тыс. км². В районе имеются полезные ископаемые, среди которых запасы марганцевых руд Южно-Хинганского железорудного месторождения, графита (Союзнское), россыпного золота, брусита, магнезитов, известняков, минеральных красок, кирпичных глин, строительных песков, торфа, источники минеральных вод. Речная сеть представлена рекой Амур и его левыми притоками Б. Самара и М. Самара, Помпеевка, Добрая, Маньчжурка. Здесь много небольших озер и болот. Территория Октябрьского района является частью атлантико-континентальной степной области умеренного климатического пояса со среднегодовым количеством осадков 400–650 мм в год. Средние температуры января от -9°C до -5°C , июля – от $+22^{\circ}\text{C}$ до $+24^{\circ}\text{C}$. Благодаря южному географическому положению территория отличается обилием солнечного света и тепла.

Камчатский край - Усть-Большерецкий район расположен на берегу реки Амчагач, притока реки Большой. Он расположен на западном побережье полуострова, в 12 км от Охотского моря и в 219 км к юго-западу от Петропавловска-Камчатского. Климат преимущественно умеренно-

муссонный, в центре умеренно-континентальный, на севере субарктический; средняя температура января $-15,5^{\circ}\text{C}$, на прилегающей части материка -25°C , средняя температура июля $+13,2^{\circ}\text{C}$, количество осадков до 1000 мм в год. На севере области вечная мерзлота, более 400 ледников. Климат в районе морской, продолжительная зима, прохладная влажная погода, короткое лето, высокая влажность воздуха, большие облака.

Магаданская область - Ольский городской округ протянулся вдоль побережья Тауйской губы Охотского моря почти на тысячу триста километров. Здесь проходит как граница с морем, так и государственная граница. Магадан делит территорию области на две почти равные половины: западную Арманскую, и восточную Ольскую, примыкающую к Омсукчанской области. Территория муниципального образования «Ольский городской округ» занимает площадь 75,9 тысячи квадратных километров. На территории находится 1300 км прибрежной полосы с нерестовыми реками, впадающими в бассейн Охотского моря. Преобладают постоянные ветры, дожди, туманы. Средняя температура летом $+10... +12^{\circ}\text{C}$, зимой от -5°C до -20°C , в континентальной части до $-45... -50^{\circ}\text{C}$. Олинский край богат запасами золота и серебра. Представителем горнодобывающей отрасли в регионе является ООО «Нявленга». Предприятие разрабатывает месторождения золота и серебра.

Приморский край - Ханкайский район расположен в северо-западной части Приморского края. Общая протяженность границы Ханкайского муниципального района составляет около 390,3 км, из которых 252,0 км – сухопутная часть, 138,3 км – водная часть границы, 92,6 км – государственная граница Российской Федерации, водная часть. Граница проходит по берегу озера Ханка. Ханкайский район граничит на севере и северо-западе с Китайской Народной Республикой, на западе – Пограничный муниципальный район, на юге с Хорольским муниципальным районом, на востоке с озером Ханка. Общая площадь территории Ханкайского муниципального района составляет 2689 км². Климат резко континентальный, муссонный. Зима морозная, со средней температурой января $-14... -15^{\circ}\text{C}$. Лето жаркое и влажное со средней температурой июля $+21... +22^{\circ}\text{C}$.

Республика Саха (Якутия) - Намский улус расположен в Центральной Якутии. Площадь составляет 11,9 тыс. км². Рельеф равнинный, улус расположен в пределах Средне-Якутской равнины. Средняя температура января -42°C , июля $+17... +18^{\circ}\text{C}$. Осадков выпадает около 200–250 мм в год. Самая крупная река, протекающая по территории улуса, – Лена с многочисленными небольшими притоками. Улус имеет месторождения кварцевого песка, строительных материалов (суглинок, песок).

Сахалинская область - Тымовский городской округ расположен на восточных склонах Западного Сахалина и на западных склонах Восточно-

Сахалинских гор, где возвышается гора Лопатина (1609 метров) – самая высокая вершина острова Сахалин. Горы покрыты таежными лесами. Климатически регион, как и весь Сахалин, приравнивается к районам Крайнего Севера. Природа Тымовской долины впечатляет. Сама долина образована руслом древнего Амура, которое когда-то протекало по территории современного Сахалина. Здесь самая холодная зима на Сахалине с морозами до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и самое жаркое лето с максимальными летними температурами до $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$. Здесь много полезных ископаемых: уголь, известняк, золото, ртутные руды, торф, строительные материалы, поделочные и ювелирные камни. Из них успешно добывается только уголь.

Хабаровский край - Амурская область расположена в центральной части Хабаровского края. Общая площадь района составляет 16 678,58 км². На западе и юго-востоке край граничит с Хабаровским краем, на севере с Комсомольским районом, на востоке с Нанайским районом, на юге с Еврейской автономной областью. Территория области расположена в пределах Среднеамурской низменности и в разной степени прилегает к горным хребтам. Основная водная артерия северной части области – река Амур. Река Эльбан протекает в северной части района и впадает в озеро Омми. В средней части региона река Харпи течет с запада на восток, впадая в озеро Болонь. С запада на восток в регионе текут реки: Селгон, Алкан, Укур, Дирга, Дарга и другие, у которых много притоков. На юге протекает река Тунгуска. На территории района есть несколько озер, в том числе три крупных – Болонь, Падали, Омми. Район относится к таежной природно-климатической зоне. Климат муссонный. Зимы продолжительные, малоснежные, с низкими температурами воздуха; среднемесячная температура самого холодного месяца $-25,8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ветры в основном слабые, устойчивые, заморозки прекращаются в конце марта. Лето теплое, средняя температура июля достигает $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Годовая максимальная температура воздуха $+33\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Чукотский автономный округ - Анадырская область расположена на юге Чукотского автономного округа. Площадь района 287900 км². Река Рубикон протекает на юго-востоке региона. Средняя температура января – от $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$, июля – от $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютный зафиксированный минимум $-61\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум $+34\text{ }^{\circ}\text{C}$. Годовой объем осадков – 200–500 мм.

Численность населения регионов Дальневосточного федерального округа без централизованного электроснабжения представлена в таблице 1 [3].

Таблица 1. Численность населения не имеющих централизованного энергоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа

Муниципальные районы	Численность населения, чел.	Мощность ДЭС, МВт	Объекты промышленные, производственные, транспортные
Архаринский район	13974	3,3	
Свободненский район	13855	0,8	вагоноремонтный завод
Октябрьский район	9430	0,5	
Усть-Большерецкий район	7256	45,4	Толмачевская ГЭС-1, Толмачевская ГЭС-2, Толмачевская ГЭС-03
Ольский городской округ	9503	2,2	в основном рыбная ловля
Ханкайский район	21335	0,33	крупнейший район а крае по количеству вырабатываемой сельскохозяйственной продукции
Намский улус	24885	0,4	алмазогранильное производство и деревообработка
Тымовский городской округ	14119	1,5	
Амурский район	58072	285	ООО «Амурский гидрометаллургический комбинат» «Амурский патронный завод «Вымпел» Амурская ТЭЦ-1
Анадырский район	8389	2,5	добыча драгметалла на приисках Отрожный, Тополинный, Золотогорье; Анадырская ВЭС

Среднемесячные показатели солнечной инсоляции перечисленных выше регионов представлены в таблице 2 [4].

Таблица 2. Среднемесячные показатели солнечной инсоляции

Район	Солнечная инсоляция в месяц, кВт·ч/м ²												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сред
Архаринский	2,7	4,2	5,3	5,4	5,7	6,0	5,3	4,7	4,0	3,4	2,7	2,2	4,3
Свободненский	2,8	4,1	5,4	5,5	5,7	6,1	5,7	4,7	4,2	3,7	2,9	2,4	4,4
Октябрьский	3,2	4,6	5,3	5,2	5,5	5,7	5,0	4,4	4,2	3,7	3,4	2,8	4,4
Усть-Большерецкий	1,7	2,7	4,0	4,9	5,4	5,6	5,2	4,3	3,7	2,6	1,9	1,6	3,6
Ольский	0,9	1,9	3,7	5,2	5,8	6,3	5,7	4,4	3,5	2,4	1,5	0,6	3,5
Ханкайский	3,7	4,7	5,3	5,2	5,4	5,6	4,9	4,5	4,3	3,7	3,3	3,0	4,5
Намский улус	1,7	1,8	3,4	4,9	5,4	5,6	5,6	4,4	3,2	2,2	1,1	1,5	3,4
Тымовский	2,4	3,8	4,7	5,2	5,3	5,8	5,1	4,2	3,7	2,7	2,2	1,9	3,9
Амурский	2,0	3,1	3,8	4,3	4,9	5,6	5,0	4,7	4,0	3,2	2,3	1,8	3,7
Анадырский	1,3	1,3	2,7	4,4	5,1	5,9	5,4	4,2	3,2	2,1	0,8	1,2	3,1

Наиболее экономически и технически выгодным проектом будет строительство гибридной солнечно-гидроэлектростанции в условиях дефицита энергии (основной источник электроэнергии – ДЭС), а также там, где имеется высокий потенциал солнечной и гидроэнергетики.

Изучение потенциала солнца показало, что наиболее богатыми этим ресурсом являются Амурская область (Свободский район), Еврейская автономная область (Октябрьский район) и Приморский край (Ханкайский район). После тщательного изучения различных вариантов в этих сферах, выбор был сделан на город Свободный Амурской области.

Свободный (до 1917 г. – Алексеевск) – город в Амурской области России, административный центр Свободненского района.

Географические координаты города: 51 ° 23 'С.Ш. 128 ° 08 'В.Д.

Климат резко континентальный с муссонными особенностями, что выражается в больших годовых (45 ° – 50 °) и суточных (до 20 °) колебаниях температуры воздуха и резком преобладании летних осадков. Зимы холодные, малоснежные, с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5–7 процентов от годового. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца – января – –28 °С, морозы в отдельные годы достигают –56 °С. Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая - первой декаде июня. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура в июле составляет +20,4 °С, самые высокие температуры достигают +42 °С. Первые заморозки случаются в конце августа – начале сентября. Осенью устанавливается ясная теплая погода. Годовое количество осадков составляет 493 мм.

Город расположен на правом берегу реки Зеи (левый приток Амура), в 146 км от Благовещенска.

В трех километрах от города в Зею впадает приток Большая Пера, в черте города – река Ключевая. В окрестностях города разбросано несколько малых и больших озер, наиболее значимые из которых – Бадагонское, Шестянка, Длинное, Стапиковое, Вербочка, Почтамтское, Двухочковка, Змейка, Гитара, Песчаное, Боевое, Большанка, Пионерское и другие.

Зея – крупнейшая река бассейна Амура. По глубине, ширине и дренажу он превосходит Амур в месте слияния рек, но исторически считается его левым притоком. Река полностью протекает по Амурской области России, занимая 64% ее территории, а в Благовещенском районе впадает в Амур. Зея, Зея, Свободный и Благовещенск расположены на Зее. В верховьях находится Зейский заповедник площадью более 830 км².

Длина Зеи – 1242 км, площадь водосбора – 233000 км. Берет начало в хребте Токинский Становик на южных склонах системы Станового хребта. В верхнем течении, от истока до устья Селемджи, он преимущественно горный; здесь его долина ограничена высокими склонами. На пересечении хребта Тукурингра река протекает в глубоком скалистом ущелье. Ниже впадения

Селемджи, в нижнем течении, Зея впадает в равнину, где ее долина расширяется, а русло расчленяется на многочисленные рукава.

Питание в основном неорошаемое, что составляет 50–70% от общего годового стока. Снег составляет 10–20%, подземный приток 10–30%. Зея отличается высокой обводненностью: среднегодовой расход воды в устье составляет 1910 м³/с. Наибольшая глубина при малой воде – до 60 м, максимальная ширина – 4 км. Уклон русла в пределах 0,1–0,4%, в верховьях – более 15%. Скорость течения в верховьях 4–6 м/с, в низовье – до 1,2 м/с. Водный режим, по сравнению с другими реками Дальнего Востока, характеризуется более выраженным весенним половодьем, которое длится в среднем 20–30 дней, и обильными летними дождевыми паводками, иногда вызывающими сильные паводки. Катастрофическое наводнение 1928 года было вызвано в основном сильным наводнением в Зее. Зимой Зея, бассейн которой находится в зоне вечной мерзлоты, крайне мелководна. В районе г. Зея, например, во время паводков приток воды достигает 14200 м³/с и более, а зимой падает до 1,5 м³/с.

По территории области проходит Транссибирская железнодорожная ветка, протяженность которой составляет 60 км. Общая протяженность автомобильных дорог – 490 км, из них 46 км федерального значения.

Список использованных источников

1. Содружество земельных юристов [Электронный ресурс]. URL: <https://zem-advokat.ru/practice/item/zakon-o-dalnevostochnom-gektare>
2. Министерство российской федерации по развитию дальнего востока и Арктики [Электронный ресурс]. URL: <https://minvr.ru/activity/razvitie-msp-i-konkurentsii/dalnevostochnyy-gektar>
3. Общая численность населения субъектов Дальневосточного федерального округа [Электронный ресурс]. – URL: <https://численность-населения.рф/дальневосточный-федеральный-округ>
4. База данных NASASSE [Электронный ресурс]. – URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

СЕКЦИЯ 4	

**ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ**

Д.Н. Каргин, А.А. Ачитаев
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ПРИМЕНЕНИЕ AR-ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ ОБСЛУЖИВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Due to the increasing demands and new instructions when working at energy facilities, AR augmented reality technology is gaining relevance. In order to fully improve the quality of knowledge when working on electrical equipment, it will help you gain skills in operational switching.

Keywords: AR and VR, Virtual Technologies, Augmented Reality, Future of Virtual Technologies, Virtual Reality, Information Technology, Future of Electric Power Industry, Virtual Industrialization, Hydro Power Station, Augmented Reality in Hydro Energetics, Virtual Reality in Hydro Energetics.

Стремительное развитие информационных технологий приводит к появлению новых технологий, которые постепенно проникают в наше повседневное окружение и тем самым становятся неотъемлемой частью нашей жизни. На сегодняшний день наиболее актуальными и перспективными технологиями являются технологии виртуальной и дополненной реальности. Технология виртуальной реальности, или VR (virtual reality), – это технология, которая полностью замещает картину, которую человек воспринимает с помощью зрения, при этом когда человек двигает головой, изображение, замещающее реальность, перемещается синхронно с движением головы, таким образом, происходит процесс погружения человека в виртуальный мир. Технология дополненной реальности, или AR (augmented reality), – это технология, которая переносит в реальный мир образы и объекты из виртуального мира. Технология дополненной реальности является более молодой технологией по сравнению с VR. Впервые технология AR была предложена в 1990 году Томом Коделом, как метод, основанный на наложении слоев, созданный техническими средствами компьютера, на изображение существующей реальности с целью повышения выразительности и яркости [1, 2].

Что касается промышленности, развитие специфических VR/AR-систем позволит сократить издержки, минимизировать количество ошибок до 30%; работа с инженерными 3D-моделями увеличит эффективность, сократив срок проектирования на 30–50%; согласование и строительство объектов ускорится на 10–30% [3].

Также технологии виртуальной и дополненной реальности применяют такие компании, как «Роснефть», ОАО «РЖД», холдинг ЕВРАЗ, СУЭК, АЛРОСА, ТМК и другие. Но о подробном применении технологий в данных компаниях информация отсутствует. AR-технологии применяются при проведении технического обслуживания и ремонта на заводах. Также применяются инструменты удаленного консультирования специалистов с подключением внешних экспертов (поставщиков оборудования, внутренних экспертов с других заводов).



Рис. 1 – Применение очков дополненной реальности HoloLens в энергетической промышленности

В сфере VR наиболее эффективными и перспективными кейсами являются «Обучение сотрудников» и «Проектирование». Среди AR – «Цифровые инструкции» и «Удаленный помощник». За последние годы центры и лаборатории виртуального прототипирования были внедрены во всех крупных автомобилестроительных и авиакосмических компаниях мира. Использование перечисленных выше кейсов в промышленности позволяет решать следующие задачи:

- снизить срок разработки изделия (по различным оценкам, от 15 до 30%);
- снизить количество ошибок при разработке как внутри фирмы, так и среди субподрядчиков;
- повысить качество изделия за счет более качественной проработки эргономики, ремонтных и эксплуатационных характеристик;
- повысить удовлетворенность клиента изделием за счет вовлечения его в процесс компоновки;

· снизить ремонтные и эксплуатационные издержки за счет проработки и прототипирования не только самого изделия, но и процессов его производства и последующей эксплуатации.

Дополненная реальность имеет широчайшие возможности практически в любой сфере. Дополняя реальный мир виртуальными объектами, AR-технология помогает, развлекает, обучает и постоянно совершенствуется. Наибольший интерес представляет применение AR-технологии на производстве. С помощью дополненной реальности можно осуществлять: – разработку и доработку продуктов; – сборку и монтаж готовых изделий; – контроль качества; – навигацию и логистику; – ремонт оборудования; – обучение персонала; – послепродажное обслуживание. Реализация AR-технологии возможна через устройства дополненной реальности: – портативные устройства (мобильные телефоны и планшетные компьютеры); – стационарные и проекционные системы; – очки и линзы дополненной реальности [5].

Первое мероприятие, предлагаемое к реализации на рассматриваемом предприятии, относится к процессам сборки и монтажа готовых изделий. У специалистов-технологов много времени уходит на расшифровку инструкций по сборке и монтажу готовых изделий. Благодаря внедрению AR-технологий ускорится сборка и монтаж готовых изделий и повысится качество выполненных работ. Дополненная реальность помогает полностью избавиться от лишней бумажной работы. Сегодня при помощи мобильных устройств специалисты технологи видят чертежи как объемные проекции. Каждый специализированный объект, попавший в поле зрения специального устройства, сопровождается подробной справкой о его использовании. Можно устроить виртуальное тестирование собранному готовому изделию, это поможет обнаружить недочеты, которых не было видно на этапе проектирования.

Для возможности применения в гидроэнергетике технологии AR можно рассмотреть ряд сценариев, где возможно их использование [4].

Сценарий 1. *Цифровые инструкции* – пошаговые рекомендации, позволяющие сотруднику совершать сборочные, обслуживающие и ремонтные операции для оборудования станции и подстанции с привязкой к конкретным узлам оборудования и соответствующих инструкций.

Сценарий 2. *Удаленный режим помощника* – режим, визуализирующий на экране монитора компьютера то же, что видит сотрудник на станции с помощью камеры на очках. Возможна двусторонняя голосовая связь, а также размещение инструкций и другой важной информации в пространстве с помощью цифровых интерфейсов.

Сценарий 3. *Наложение цифровой модели на физический объект* – путем сравнения позволяет выявить коллизии и ошибки при производстве или строительстве.

Сценарий 4. Продажа продукции промышленного предприятия, демонстрация будущего продукта клиенту или партнеру, его характеристик и возможностей – в формате анимированных 3D-моделей в масштабе 1:1 с возможностью взаимодействия. Актуально с основным в случаях, когда продукт сложный и труднотранспортируемый.

VR-технологии с полным погружением также могут пригодиться в сферах промышленности и также имеют немалый потенциал. Данные технологии можно использовать для проектирования и испытательных работ гидротехнических сооружений. К примеру: постройка плотин в реалистичных симуляторах с правильной физикой воды и различных веществ.

К тому же, VR-технологии можно использовать для обучения сотрудников или проведения безопасных конференций в случаях эпидемической изоляции. Это позволит нанимать сотрудников за границей и общаться с ними в любой момент времени. Такие нововведения помогут избавиться от сбора большого количества людей в офисах или на предприятии, конечно, если процесс производства не зависит от людей напрямую и его можно перевести в дистанционную форму. Таким образом, VR-технологии очень хорошо подходят в случаях эпидемической обстановки и помогают обезопасить персонал от такого рода угроз, при этом не нарушая процесс производства и предотвращая повторение такого рода угроз. Также, в случаях аварий на таких предприятиях, как ГЭС, ТЭС или АЭС, такая система поможет избавиться от большего количества жертв.

Список использованных источников

1. Сравнение виртуальной и дополненной реальности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vr-j.ru/stati-i-obzory/sravnenie-virtualnoj-idopolnennoj-realnosti/>
2. Мизюков Г.С. Технология AR/VR, как новая ступень развития информационных технологий // Технологии разработки информационных систем. – 2017. – С. 109–112.
3. Осерская Е.В., Яковлева П.А. Перспективы развития VR/AR-технологий в промышленном секторе России // Наука и технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации. – 2019. – С. 10–13.
4. Данилевский А.А., Ахметова Е.Р. Применение VR- и AR-технологий в промышленности // Динамические и технологические проблемы механики конструкций и сплошных сред. – 2020. – С. 49–51.
5. Старостина В.А., Воробьев В.В., Юрковская Г.И. Внедрение AR-технологии на машиностроительных предприятиях // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. – 2019. – С. 773–775.

^{1, 2, 3} А.В. Широков, ^{1, 3} С.Е. Лонский,

¹ А.Н. Лонская, ^{1, 4} В.В. Сарагашев

1 – Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

2 – Новосибирский государственный
технический университет
г. Новосибирск

3 – Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»
г. Саяногорск, рп. Черемушки

4 – Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»
г. Новосибирск

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ «КОНСТРУКТОР МГЭС»

As a result of the research, an algorithm for selecting the river section and the main parameters of Small hydroelectric power plants was created. The digital model of the river network provides a visual representation of the potential of rivers in the regions and the possibility of scaling standard projects to neighboring rivers. The technical requirements for the automated system-the designer of the selection of the main equipment of the HPP are developed. The design system selects the optimal combination of the main equipment and displays the analysis, technical characteristics and economic indicators of the equipment. Recommends a power distribution scheme. The estimated economic effect of the implementation is 15 %.

Keywords: small hydropower plant, river network, open-access data, constructor-system, equipment selection, power connection agreement, renewable energy sources.

Развитие малых ГЭС (МГЭС) является общемировым трендом. Наша страна богата ресурсами для малой гидрогенерации, ее потенциал составляет более 7 ГВт, а по прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), среднегодовой темп роста производства электроэнергии в мире на крупных ГЭС составит 2%, а МГЭС – более 4%, при этом доля крупных гидроэлектростанций на общем мировом рынке снизится до 12,4% к 2030 году [1].

Основные перспективы использования МГЭС связаны с тремя тезисами.

1. Короткие сроки строительства объектов, при котором изменения природного ландшафта минимальны.
2. Локальное устранение энергодефицита в изолированных районах.
3. Снижение затрат на привозное топливо, за счет его частичной замены на «чистую» электроэнергию.

Это становится возможным благодаря господдержке в виде механизмов отбора проектов и заключения договоров поставки мощности генерирующих объектов возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ).

ДПМ ВИЭ предполагает возврат инвестиций в строительство объектов в течение 15 лет после ввода МГЭС в эксплуатацию. В результате отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, за последние три года с 2018 по 2020 отобраны 7 малых ГЭС суммарной установленной мощностью порядка 100 МВт. Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта ВИЭ составляет 180–195 тыс. рублей [2].

Существующие проблемы развития малых ГЭС:

1. Объемная и затратная предпроектная подготовка,
2. Высокие удельные капитальные вложения,
3. Значительные сроки окупаемости проектов.

Варианты решения проблем малых ГЭС на стадии анализа и проектирования:

- Подбор и анализ проекта-аналога;
- Предпроектное обследование online;
- Автоматизированный отбор перспективных створов;
- Автоматизация разработки проектных решений;
- Типизация проектных решений;
- Приоритетное использование каскадных схем;
- Применение серийного оборудования.

Для решения вышеуказанных проблем требуется найти решения следующих задач:

- отбор перспективных створов, с учетом влияющих технических, экономических, экологических и социальных факторов;
- формирование перечня максимально стандартизированных и эффективных решений в отношении компоновок малых ГЭС;
- создание автоматизированной системы проектирования основных элементов малых ГЭС «Конструктор МГЭС», состоящей из унифицированного для всех объектов набора элементов и учитывающей современные цифровые технологии.

В результате исследования разработан алгоритм выбора створов и основных параметров МГЭС. Основные блоки алгоритма:

1. Построение цифровой модели речной сети. Реки делятся на участки по критерию расхода (Q), обозначенные на рисунке 1 разным цветом.

Данные для построения речной сети берутся на основании данных с гидропостов, находящихся в открытом доступе [3].

2. Расчет оптимальной мощности блока (N) для каждого диапазона реки исходя из критериев (Q, соответствующий диапазону реки, $H \leq 35$ м, количество гидроагрегатов (ГА) $\rightarrow$ optimum). Такой показатель дает наглядное представление о потенциалах рек в регионах и возможности масштабирования типовых проектов на соседние реки. Напор $H \leq 35$ м принят для уменьшения площади затопления и снижения требований к гидротехническим сооружениям (класс ГТС не выше III).

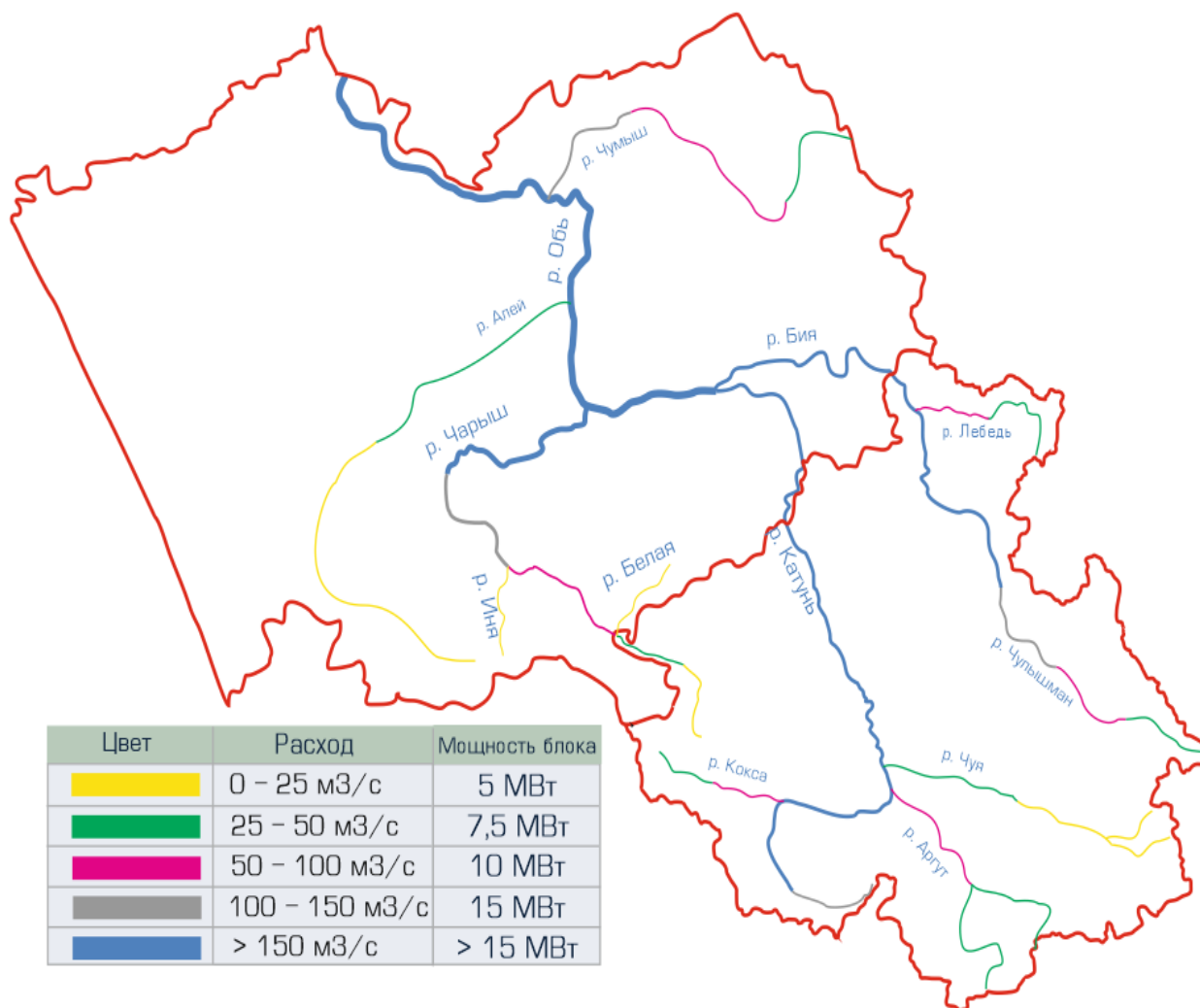


Рисунок 1. Пример построения цифровой модели речной сети для Алтайского региона

Данный алгоритм был апробирован на речной сети Алтайского региона, где были выявлены подходящие створы для масштабирования типового проекта:

Таблица 1. Количество потенциальных створов в Алтайском регионе.

Диапазон расходов, м ³ /с	Кол-во потенциальных створов, шт.
0–25	8
25–50	9
50–100	5
100–150	4
>150	3

На примере диапазона реки 50–100 м³/с рассчитали оптимальную единичную мощность блока, которая составила 10 МВт, ручным способом выполнили сравнение различных вариантов и определили параметры основного оборудования и схему выдачи мощности, результат представлен на рисунке 2.

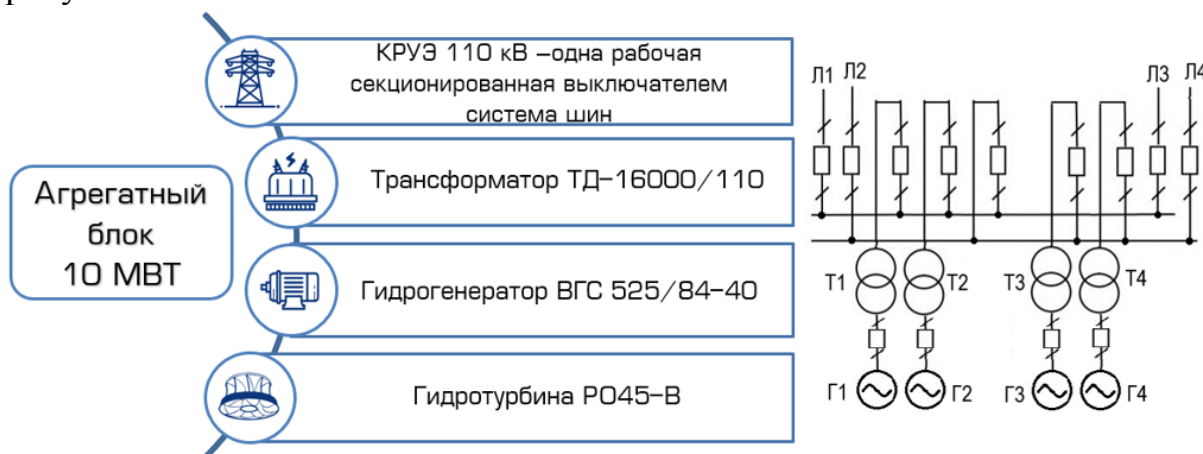


Рисунок 2. Параметры основного оборудования для агрегатного блока 10 МВт

Ручной способ поиска ГЭС-аналогов и рассмотрение каталогов универсального серийного оборудования производителей представляет собой трудоемкий процесс для проектировщика.

Поэтому предлагается создать и внедрить в работу проектных организаций и профильных институтов автоматизированную систему проектирования «Конструктор МГЭС» для подбора перспективных створов и основного оборудования ГЭС, на основе интеграции с современными ГИС-технологиями.

3. Создание единой базы данных «Каталог». В нее вносятся данные производителей оборудования: гидротурбин, генераторов, трансформаторов, содержащие информацию о технических характеристиках, номограммы, актуальные цены, как показано на рисунке 3. Данную базу данных «Каталог»

возможно реализовать практически на любой IT-платформе, с возможностью интеграции торговых площадок b2b и b2g.

Система-конструктор решает две задачи.

Первая: подбор основного оборудования из каталогов к створам.

Проектировщик вводит основные энергетические параметры створов – напоры, расход, мощность. Система «Конструктор МГЭС» выбирает оптимальную комбинацию основного оборудования и выводит на экран анализ, технические характеристики и экономические показатели оборудования. Рекомендует схему выдачи мощности. Проектный отдел и главный инженер проекта анализируют предлагаемые системой рекомендации и принимают итоговое решение.

Вторая: подбор створов к сохраненным наборам оборудования.

Проектировщик указывает сохраненный набор оборудования и из базы данных подбираются подходящие створы рек в определенном регионе, где можно применить уже зарекомендовавшее себя серийное универсальное оборудование.



Рисунок 3. Автоматизированная система-конструктор подбора основного оборудования малых ГЭС

Таким образом, используя современные алгоритмы проектирования малых ГЭС, будут снижены как трудовые, так и капитальные затраты, что по предварительным оценкам дает увеличение экономической эффективности до 15%.

Список использованных источников

1. В.И. Татарников, С.Е. Лонский. Тенденции развития электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)// Гидроэлектростанции в XXI веке : сборник материалов III Всероссийской

науч.-практич. конф. / под. ред. В.Б. Затеева, В.И. Татарникова. Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – С. 26–30.

2. Перечень проектов ВИЭ, отобранных по результатам ОПВ, проведенного в 2020 году [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/proresults/2020_perechen_otobrannyh_projektov.xls

3. Региональная сеть электронных гидрографических данных для Арктического региона. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.r-arcticnet.sr.unh.edu/v4.0/>

Д. Ю. Штепа, Е.А.Черненко
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

**СОЗДАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ WINDOWS FORMS
НА C# В VISUAL STUDIO ДЛЯ НАЧАЛЬНОГО РАСЧЕТА
МОЩНОСТЕЙ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ
В РЕСПУБЛИКЕ ХАКАСИЯ**

The article presents the developed software to calculate the capacities of alternative energy sources in the particular region.

Keywords: alternative energy, software, parameter calculations, the Republic of Khakassia, wind power, solar radiation power, water power, correction factor, load consumption, module interface.

Для территории Республики Хакасия характерно децентрализованное расположение большого количества малых поселений, часть из которых до настоящего времени не электрифицированы. Возможные потребители – частные домохозяйства, малые удаленные поселки, удаленные предприятия малого бизнеса (например, фермерские хозяйства). Электрификация таких объектов важна для повышения качества жизни людей. Для решения этой задачи рассматриваются и возможности альтернативной энергетики.

К альтернативной энергетике относят следующие виды: солнечная энергетика, геотермальная энергетика, ветроэнергетика, градиент-температурная энергетика, биомассовая энергетика, приливная энергетика, гидроэнергетика малых или крупных ГЭС, эффект запоминания формы.

В Хакасии, с учетом погодных и географических особенностей региона, можно эффективно использовать следующие альтернативные источники энергии: солнечная, ветровая, гидро-.

Цель работы – написание компьютерной программы для расчета мощности для выбора наиболее эффективного альтернативного источника энергии.

По автоматизации расчетов различных параметров альтернативных источников энергии известно следующее программное обеспечение:

- Разработчик SolarGis в Словакии с программой SOLARGIS PVPLANNER;
- Исследовательский центр CanmetENERGY в Канаде с их проектом RETSCREEN;
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) в США с известной программой SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM);

- Valentine Energy Software в Германии с PV*SOL;
- Институт наук об окружающей среде при Университете Женевы в Швейцарии с разработкой PVSYST [1–2].

Анализ разработок показал их несомненное достоинство: возможности моделирования и симуляции и, как следствие, сложный интерфейс.

Суть работы заключается в разработке программного обеспечения – «помощника» для выбора наиболее эффективного источника энергии для конкретного домовладения.

Для написания программы использован язык C# ,Windows Forms. В программе три модуля для расчетов: ветровая мощность, мощность воды и мощность солнечных излучений. Разработан справочник пользователя, где приведены различные справочные данные, в том числе и для определения значений потребляемой мощности для типовой бытовой нагрузки.

Для создания форм были использованы следующие элементы: panel, textBox, label и button.

Для расчета мощностей в формулах были использованы такие операторы, как Math.PI, Math.Pow, также унарный оператор(+). Также применены справочные данные [3–5]: официальные данные со спутников NASA для определения метеорологических погодных условий и формулы для расчетов солнечной, ветровой мощности и мощности водотока.

Для расчета параметров ветровой энергии (вычисление мощности ветровой установки [кВт]) применены следующие формулы:

$$P = \rho * S * \frac{\vartheta^3}{2} * C_p * 10^{-3}, \text{ где} \quad (1)$$

P – мощность потока воздуха [Вт*час],

ρ – плотность воздуха $\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right]$,

S – площадь поперечного сечения ветрового потока $[\text{м}^2]$),

ϑ – скорость ветра на высоте винта $\left[\frac{\text{м}}{\text{с}}\right]$,

C_p – коэффициент мощности.

$$S = \frac{\pi * D^2}{4}, \text{ где} \quad (2)$$

D – диаметр винта [м] .

$$\vartheta = \vartheta_0 * \left(\frac{H_B}{H_0}\right)^{0,2}, \text{ где} \quad (3)$$

ϑ_0 – скорость ветра на высоте H_0 $\left[\frac{\text{м}}{\text{с}}\right]$,

H_B – высота установки [м],

H_0 – высота измерения скорости ветра [м].

На рис. 1 представлен интерфейс модуля по расчетам этих параметров



Рисунок 1. Модуль расчета параметров ветровой энергии

Для расчета параметров солнечной энергии (энергии, генерируемой солнечными батареями [кВт]) используются следующие формулы:

$$E = \frac{I * K_0 * \vartheta_{\text{модуля}} * K_{\text{пот}}}{U_{\text{исп}}}, \quad \text{где} \quad (4)$$

E – мощность солнечного потока [кВт*ч/год],

I – интенсивность солнечного излучения [(кВт * ч)/м²], где

K_0 – поправочный коэффициент пересчета суммарного потока солнечной энергии с горизонтальной плоскости на наклонную поверхность солнечных батарей ,

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь солнечной батареи,

$U_{\text{исп}}$ – интенсивность солнечной радиации, при которой панели тестируются [$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$].

На рис. 2 представлен интерфейс модуля по расчетам этих параметров.



Рисунок 2. Модуль расчета параметров солнечной энергии

На рис. 3 представлен фрагмент программного кода, реализующий закрытие окна, при наведении мыши меняющий цвет, а также скрывание окна формы и открытие новой формы.

```
private void Closed_Click(object sender, EventArgs e)
{
    Application.Exit();
}
private void Closed_MouseEnter(object sender, EventArgs e)
{
    Closed.ForeColor = Color.Red;
}
private void Closed_MouseLeave(object sender, EventArgs e)
{
    Closed.ForeColor = Color.Black;
}
private void Re_Click(object sender, EventArgs e)
{
    Re.ForeColor = Color.White;
    this.Hide();
    Form1 airClosed = new Form1();
    airClosed.Show();
}
```

Рисунок 3. Фрагмент программного кода

По итогам работы в программе пользователь получает показатель расчета ветровой мощности, мощности воды и мощности солнечных излучений для конкретного физического объекта и дальнейшего сравнения расчетов с собственной нагрузкой потребления домохозяйства или малого предприятия.

В дальнейшем планируется сделать доступное мобильное приложение с понятным интерфейсом для расчета мощности альтернативных источников энергии, расчета затрат на покупку оборудования и его установку.

Список использованных источников

1. Smirnov, I. ТОП-5 программ для моделирования солнечных электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarpanel.today/top-5-programm-dlya-modelirovaniya-solnechnyh-elektrostantsij/>
2. Официальный сайт компании Dlubal Software [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dlubal.com/ru/>
3. Официальный сайт сервера NASA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eosweb.larc.nasa.gov>
4. Интернет-энциклопедия по обустройству сетей инженерно-технического обеспечения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sovet-ingenera.com/>
5. Энергосбережение, возобновляемая энергетика, геосистемы, солнечная энергетика, фотоэлектрика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarsoul.net/>

С.К. Кобылецки

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:

А.В. Букатов

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТА В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ SIMINTECH

Issues of modeling of a hydro power unit using dynamic modeling of technical systems environment SimInTech are studied in this article. Existed scientific research on modeling hydro turbine operation and their control systems were summarized. The model of hydro turbine was built with SimInTech environment.

Keywords: modeling of hydraulic turbines, dynamic modeling of technical systems environment SimInTech, transient processes, hydropower, development of hydroturbine block for SimInTech, computer modeling tools, hydroenergy, HPP, hydropower unit model, inertia of water flow.

Введение

Проектирование современной гидроэлектростанции или теоретические исследования в области гидроэнергетики немислимы без широкого применения математического моделирования на всех стадиях разработки. В настоящее время широкое распространение получили следующие программные продукты зарубежных разработчиков SimuLink (MathWorks), AMESim (Siemens), SCADE (ANSYS), VisSim (Visual Solutions), LabVIEW (National Instruments) и другие. Среди отечественных программ наиболее выделяется среда SimInTech. Основным преимуществом SimInTech перед конкурентами является приспособленность к российским реалиям, что важно для русскоязычного пользователя. Внешний вид проектируемых систем легко подстроить под соответствие ГОСТ, присутствует русский интерфейс, возможность получить доступ к исходному коду, что важно для безопасности при применении на промышленных предприятиях и, в частности, на энергетических предприятиях. Помимо этого, к преимуществам можно отнести готовность разработчика предоставить версию с полным функционалом для студентов и научных работников. На сегодняшний день в среде SimInTech отсутствуют библиотеки для моделирования гидроэнергетических объектов. Этот программный пакет разрабатывался в первую очередь для нужд атомной энергетической промышленности.

Существуют и другие программы отечественного производства, например UM (универсальный механизм), однако этот пакет имеет высокую стоимость и направлен в первую очередь на моделирование механизмов и машин, что затрудняет его применение в гидроэнергетике. Разрабатываются и бесплатные программы, например SMath Studio, однако ее возможности ограничиваются расчетом формул и построением графиков.

Таким образом, наиболее перспективной отечественной средой моделирования является среда динамического моделирования технических систем SimInTech, разработчиком которой является ООО «3В Сервис».

Построение модели гидроагрегата

При исследовании переходных процессов, возникающих в гидроагрегате или энергосистеме во время аварий или при резких изменениях режима работы, важно точное моделирование всех компонентов системы. Например, в работе [7] была составлена модель гидроагрегата, работающего на изолированную нагрузку. Структурная схема этой модели изображена на рисунке 1. Здесь напряжения статора по продольной и поперечной осям обозначены V_d и V_q соответственно.

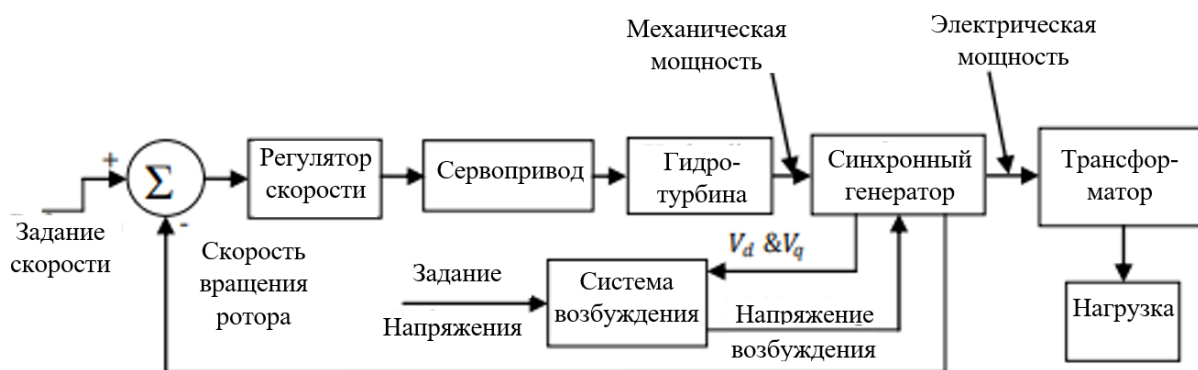


Рисунок 1. Структурная схема ГА, работающего на изолированную нагрузку

Большинство компонентов, необходимых для построения такой модели, уже имеются в библиотеках SimInTech. Однако компоненты, описывающие гидравлическую систему, здесь отсутствуют.

В большинстве работ [1,2,5] связь между открытием направляющего аппарата и выходной мощностью турбины устанавливается из рассмотрения упругого гидроудара в напорном водоводе. Например, для идеальной турбины Френсиса в работе [3] получена передаточная функция:

$$W_T(p) = \frac{1 - a_{уст} T_B p}{1 + 0,5 a_{уст} T_B p} \quad (1)$$

где $a_{уст}$ – открытие направляющего аппарата, т.е.

T_B – постоянная времени вязкого гидроудара, с, определяется как:

$$T_B = \frac{L}{A \cdot g} \quad (2)$$

где L – длина водовода, м;

A – площадь водовода, м^2 ;

$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ – ускорение свободного падения.

В работе [1] рассматривается необходимость детального моделирования гидроагрегата и сравнивается работа моделей агрегата, учитывающего и не учитывающего модель гидротурбины и ее регулятора. На основании исследования делается вывод о необходимости детального моделирования системы, что позволяет помимо электромеханических колебаний учитывать собственные колебания гидроагрегата.

В работе [7] была использована модель, описывающая напорный водовод и гидравлическую турбину (рисунок 2). Такая нелинейная модель хорошо подходит для исследований переходных процессов при больших изменениях мощности и частоты в системе.

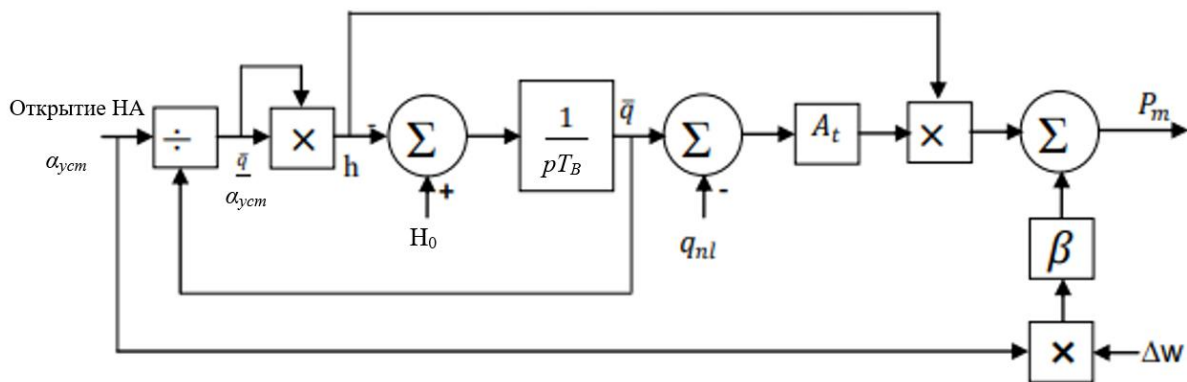


Рисунок 2. Математическая модель турбины и водовода в виде структурной схемы

В модели, представленной на рисунке 2, все параметры приведены в относительных единицах. Здесь $\alpha_{уст}$ – открытие направляющего аппарата, q – расход через турбину, q_{nl} расход холостого хода турбины, H_0 – напор брутто (без движения жидкости), h – рабочий напор турбины, T_B – постоянная времени гидравлического удара для напорного водовода, A_t – коэффициент, учитывающий пределы регулирования расхода турбины, Δw – изменение частоты вращения, β – коэффициент демпфирования изменения частоты вращения, P_m – выходная механическая мощность турбины.

Система управления турбиной обычно строится на принципах ПИД-регулирования. Выходной сигнал регулятора при этом [4,6]:

$$y = k_p u(p) + \frac{k_i}{p} u(p) + k_d p u(p), \quad (3)$$

где k_p, k_i и k_d – пропорциональный, интегральный и дифференциальный коэффициент ПИД-регулятора, соответственно;

y – выходной сигнал регулятора;

u – управляющее воздействие.

Изодромный регулятор, использованный авторами [1], представлен следующей передаточной функцией и его вывод приведен в [3]:

$$W_p(p) = \frac{nu \cdot T_i \cdot p}{T_i p + 1}, \quad (4)$$

где n – коэффициент усиления изодрома;

T_i – постоянная времени изодрома, с.

Сервопривод, на который оказывает воздействие регулятор, описывается функцией апериодического звена первого порядка:

$$W_p(p) = \frac{1}{T_c p + 1}, \quad (5)$$

где T_c – постоянная времени сервомотора.

Для турбин Каплана, имеющих 2 органа регулирования режима работы турбины, модель также должна быть дополнена, подобная работа была проведена в [5]. В данной статье изменение положения лопастей рабочего колеса введено как увеличение расхода через турбину. Модель, полученная в работе, позволит создать модель турбины Каплана и исследовать не только регулирование направляющего аппарата, но и механизма поворота лопастей.

В статье [6] предложено улучшение модели за счет добавления в нее реакции на пульсации давления в отсасывающей трубе гидротурбины, которые неизбежно возникают в процессе ее эксплуатации. С помощью результатов симуляции доказана значимость влияния данных пульсаций на работу агрегата, в частности, на его основные параметры, такие как выходная мощность, рабочий напор и расход. Использование результатов этих исследований позволит исследовать не только работу в модели при номинальных параметрах, но также и при нерасчетных режимах работы, при которых проявляется кавитация и пульсации давления в отсасывающей трубе.

В работе [2], по сравнению с [7] усложнена модель направляющего аппарата, а также учтена электрическая нагрузка на гидроагрегат, с помощью уравнений генератора. За счет детализации модели получилось исследовать динамическое поведение агрегата под влиянием изменяющейся нагрузки и отклонений частоты. Использование модели генератора и его связи с турбиной, приведенной в данном исследовании, позволит более точно исследовать работу агрегата.

В стандарте IEEE [8] предлагаются рекомендованные математические модели систем возбуждения трехфазных синхронных генераторов, для проведения компьютерных симуляций. В SimInTech уже есть реализации некоторых систем в соответствии с данным стандартом.

Моделирование в среде SimInTech

На рисунке 3 представлена модель, построенная в среде SimInTech, по структурной схеме, приведенной на рисунке 2 ($\Delta w=0.05$, $q_{nl}=0.05$, $H_0=1$, $T_B=0.1$, $\beta=1$).

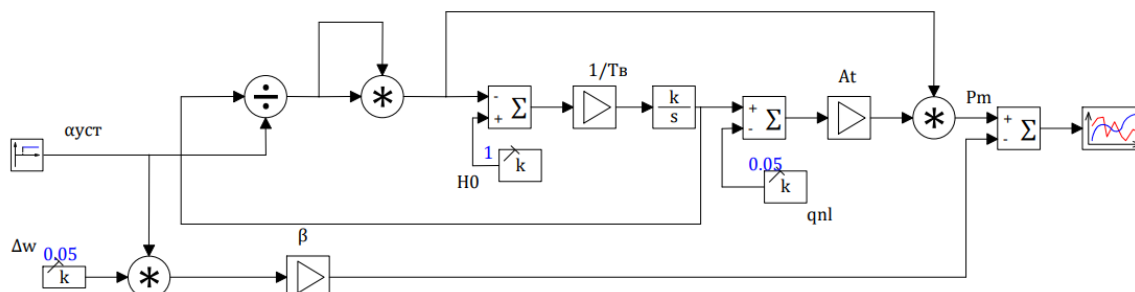


Рисунок 3. Схема гидротурбины, построенная в SimInTech

Переходная характеристика турбины при резком ступенчатом изменении открытия $HA(\alpha_{ycm})$ с 0.5 до 0.9 приведена на рис. 4. На графике виден провал в момент открытия $HA(t=10c)$, что объясняется резким изменением скорости потока воды в напорном водоводе, вызывающем гидравлический удар. Таким образом, в начальный момент большая часть энергии потока идет на повышение давления и мощность турбины падает.

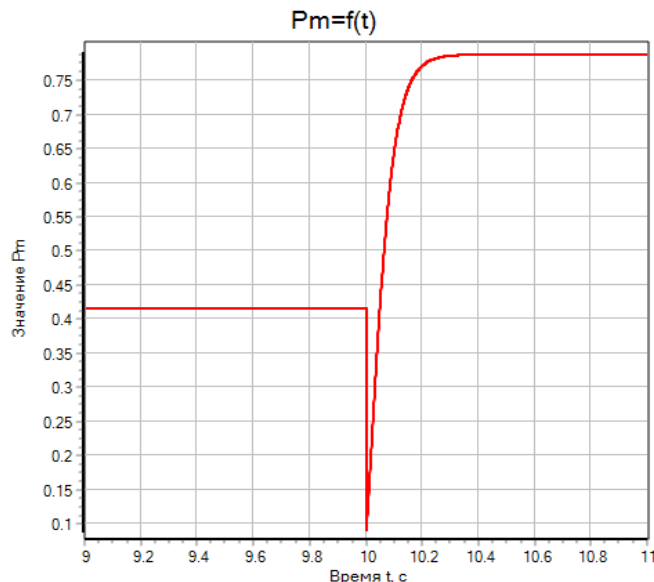


Рисунок 4. Изменение мощности при открытии HA с 0.5 до 0.9 о. е.

На практике такого резкого провала не происходит, за счет инерционности системы регулирования. Перемещение лопаток направляющего аппарата занимает несколько секунд, а не происходит мгновенно. Добавим на вход турбины сервопривод (4), с постоянной времени $T_c=1c$. Результат изображен на рис. 5. Провал мощности, вызванный

изменением уставки (в момент $t = 10$ с), значительно меньше в сравнении с предыдущим результатом. При этом возросло время переходного процесса.

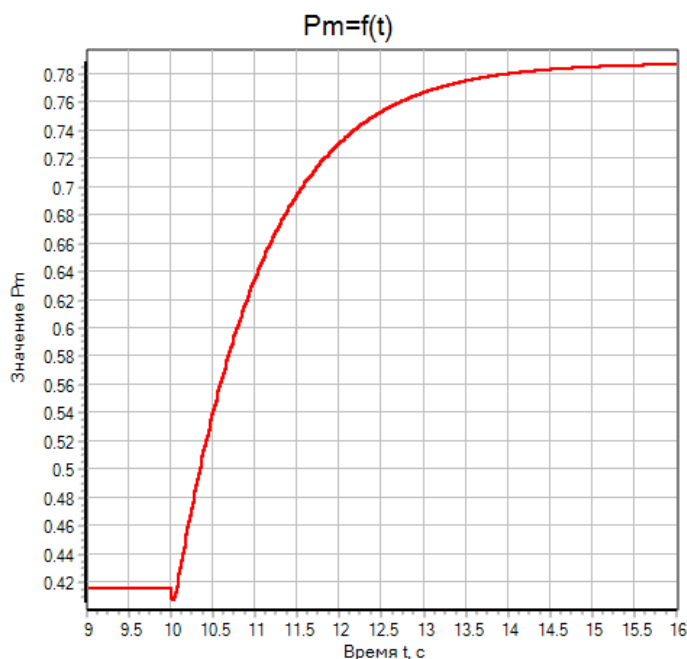


Рисунок 5. Переходный процесс при плавном открытии НА

Выводы

Среди отечественных программных продуктов среда SimInTech наиболее подходит для исследования переходных процессов при больших изменениях мощности и частоты в энергосистеме с гидроагрегатами. Ориентация пакета на смежную с гидроэнергетикой отрасль позволяет довольно быстро адаптировать его для нужд гидроэнергетики, просто добавив в него библиотеки моделей технических систем, применяемых на ГЭС. Такой мощный инструмент, позволяющий унифицировать как научные исследования, так и работы в области практического проектирования, безусловно, будет востребован в отечественной энергетике.

Для широкого применения среды SimInTech в гидроэнергетике требуется продолжать работу по моделированию технических систем, применяемых на гидроэлектростанциях.

Список использованных источников

1. Моделирование гидротурбин и автоматических регуляторов частоты и активной мощности в среде Matlab [текст]/ Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев// СИСТЕМЫ. МЕТОДЫ. ТЕХНОЛОГИИ. 2001. №4. – С. 67–70.
2. Choo, Y.C. Modelling of hydraulic governor-turbine for control stabilization[текст]/Yin Chin Choo, Kashem M. Muttaqi, M. Negnevitsky//АНЗИАМ. 2008. №49. – С. 681–698.
3. Стернинсон, Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах[текст] / Л.Д. Стернинсон. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.

4. Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учеб. для вузов [текст]/ Н. И. Овчаренко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: МЭИ, 2007. – 476 с.
5. Dynamic Model of Kaplan Turbine Regulating System Suitable for Power System Analysis[текст]/Jie Zhao, Li Wang, Dichen Liu//Mathematical Problems in Engineering. 2015. №2015. – С.1–12.
6. Dynamic characteristics of a hydro-turbine governing system considering draft tube pressure pulsation [текст]/Pengcheng Guo, Hao Zhang , Dongming Gou// IET Renewable Power Generation. 2010. №14. – С. 1210–1218.
7. Modeling of Hydraulic Turbine and Governor for Dynamic Studies of HPP [текст]/Nanaware R. A, Sawant S. R., Jadhav B. T//ICRTITCS. 2013. №10. – С. 6–11.
8. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies/ IEEE, 2016 – 207 с.

¹ И.А. Лукуц, ^{1,2,3} А.В. Широков, ^{1,3} С.Е. Лонский

1 – Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

2 – Новосибирский государственный
технический университет
г. Новосибирск

3 – Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ГЭС

The electric power industry is an industry with a difficult structure. People are not always able to quickly process huge volumes of data, detect dependencies and offer an optimal solution, so without digital twins it is impossible to compete in modern realities.

Keywords: digital twin, digital station, forecasting, modeling, hydroelectric power station, relay protection, internet of things, prototype, digital data, automation.

Электроэнергетика – отрасль со сложной структурой. Люди не всегда способны оперативно обработать огромный объем данных, выявить зависимости и принять оптимальное решение, поэтому без цифровых технологий невозможно конкурировать в современных реалиях. Все чаще можно слышать такое понятие, как цифровые двойники.

Цифровой двойник (Digital Twin, DT) – это виртуальная модель реального физического объекта или процесса, представляющая собой сложную математическую модель, позволяющую с высокой точностью описывать поведение реального объекта или системы, а также технологического/производственного процесса или сервисов. Будучи интеллектуальной надстройкой над средой Интернета вещей (Internet of Things, IoT), цифровой двойник является ключевым базовым элементом высокотехнологичной системы управления [4].

Благодаря возможности моделирования любых условий воздействия, цифровой двойник является отличным инструментом прогнозирования.

Цифровые двойники можно разделить на три типа:

1. Двойник-прототип (Digital Twin Prototype)

Это виртуальный аналог реально существующего элемента. Он содержит информацию, которая описывает определенный элемент на всех стадиях – начиная от требований к производству и технологических

процессов при эксплуатации, заканчивая требованиями к утилизации элемента.

2. Двойник-экземпляр (Digital Twin Instance)

Содержит в себе информацию по описанию элемента (оборудования), то есть данные о материалах, комплектующих, информацию от системы мониторинга оборудования.

3. Агрегированный двойник (Digital Twin Aggregate)

Объединяет прототип и экземпляр, то есть собирает всю доступную информацию об оборудовании или системе.

Использование цифровых двойников на ГЭС

Для ГЭС наиболее актуален агрегированный двойник. В таком цифровом двойнике может содержаться информация о технических параметрах используемого оборудования, дате его ввода в эксплуатацию, географические координаты, данные с измерительных устройств. Эту информацию используют для проведения расчетов токов короткого замыкания, уточнения параметров настройки релейной защиты и автоматики (РЗА) и выполнения различных задач.

При этом цифровой двойник не ограничивается сбором данных, полученных на стадии разработки. Он продолжает агрегировать данные в течение всего жизненного цикла объекта. Это могут быть данные о состоянии изделия, показатели датчиков, история операций, заводская и сервисная конфигурация, версия программного обеспечения и многое другое. Цифровой двойник хранит всю историю рабочих данных. Это дает дополнительные возможности для технического обслуживания и позволяет увидеть всю картину целиком.

В сочетании с системой для управления техобслуживанием, «цифровой двойник» может использоваться для управления запасными частями и деталями, которые понадобятся для завершения ремонта или технического обслуживания в определенное время и в определенном месте. Имея достаточное количество примеров в базе данных, инженер сможет оценить производительность определенной линейки оборудования и ее составных частей для дальнейших исследований по улучшению продукта.

Перспективы применения цифровых двойников в РЗА

Релейная защита и автоматика (РЗА) проходит модернизацию и переходит к новейшим цифровым микропроцессорным устройствам, что дает возможность проводить сравнительный анализ работы существующего и внедряемого оборудования, а также вводить современные цифровые технологии.



Рисунок 1. Структурная схема

Применение технологии агрегированного цифрового двойника для оборудования РЗА обладает рядом достоинств, а именно:

- позволяет проверить правильность работы устройств с помощью простейших моделей, имитирующих их работу;
- предоставляет широкий спектр возможностей для анализа текущего состояния устройств РЗА, планирования мероприятий по техническому обслуживанию, поиску потенциальных проблем и способов их решений.

Расширенная зона диагностики, основываясь на данных, полученных с зарегистрированных осциллограмм, датчиков и измерительных устройств, позволяет получить точную информацию о месте и характере неисправности.

Моделирование первичной схемы и аварий позволяет получать тестовые осциллограммы аварий, достаточно приближенные к реальным случаям, так как в моделях несложно получать как простейшие апериодические составляющие токов короткого замыкания, так и учитывать нелинейность характеристик намагничивания стали трансформаторов. [1]

Благодаря моделированию можно наглядно увидеть, как ведет себя оборудование в различных ситуациях, визуализируя различные режимы работы, что позволит качественно настроить устройства релейной защиты и автоматики и, как следствие, – избежать ложных и излишних срабатываний.

В качестве примера, на языке программирования Delphi был смоделирован простейший цифровой двойник. В него была загружена электрическая схема подключения защит к ТТ и ТН, а также заданы номинальные параметры оборудования.

Рассматривались два режима: однофазное короткое замыкание (как наиболее часто встречающееся) в конце отходящей линии и междуфазное короткое замыкание в обмотке статора генератора.

С помощью математической модели был получен ток в точке КЗ, он составил 6,23 кА. Также была получена составляющая тока КЗ, протекающая через генератор Г1, среднее значение составило 1,546 кА.

Кнопкой «Сброс» схема возвращается в первоначальное состояние без повреждений.

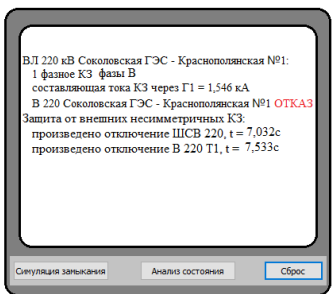


Рисунок 2. Симуляция однофазного КЗ

- отключение ВГ Г1;
- гашение полей;
- пуск пожаротушения Г1;
- останов ГА1;
- сброс АРЗ.

[illegible]

На основе данных о работе устройств РЗА в филиалах ПАО «РусГидро» за 2017–2019 годы был проведен анализ, в ходе которого были выявлены часто повторяющиеся причины «неправильной» работы устройств РЗА. Примерно 34% всех срабатываний приходится на дефекты или неисправности аппаратуры РЗА. В большинстве случаев это связано с заводским браком. Около 31% приходится на ошибки, допущенные персоналом при выполнении работ, 22% приходится на прочие технические причины, в 13% случаев причину установить не удалось. Подробные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты анализа

од	Причины	Р З	С А	П А	МФУ	Итог о
01	Ошибка при выполнении работ	-	-	2	1	3
07	Ошибка в реализованных принципиальных схемах	-	-	-	3	3
09	Ошибка при выполнении переключений с устройствами РЗА	2	-	-	-	2
10	Дефект или неисправность ТТ	1	-	-	-	1
13	Дефект или неисправность ЭМ аппаратуры	-	1	-	-	1
14	Дефект или неисправность микроэлектронной и полупроводниковой аппаратуры	1	-	-	-	1
15	Дефект или неисправность МП аппаратуры	-	-	1	3	4
18	Дефект или сбой ПО	-	-	-	2	2
19	Дефект или неисправность вторичных цепей РЗА	1	1	1	1	4
21	Прочие технические причины	2	-	-	1	3
22	Причина не определена	2	1	1	-	4
25	Неправильно созданная первичная схема или режим	-	-	-	1	1

Исходя из анализа можно сделать вывод о необходимости применения технологии цифрового двойника для устройств РЗА. Цифровой двойник позволит соединить независимые комплекты защит и даст возможность проводить более широкий анализ текущего, и прогнозировать будущее состояние устройств РЗА и его цепей для определения технических воздействий.

Благодаря функции прогнозирования можно увидеть, например, ухудшение изоляции и, как следствие, возможное ложное срабатывание защит. А с помощью функции проверки состояния можно увидеть ошибки, допущенные персоналом и возможные за этим срабатывания защит.

Таким образом, внедрение цифрового двойника в РЗА позволит предупредить и избежать более 65% ложных и излишних срабатываний устройств РЗА.

Список использованных источников

1. Ильинский А.А. Основы моделирования устройств релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс]: / ООО НТЦ «Механотроника». – Электрон. текстовые дан. – Санкт-Петербург, 2015. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2015/07/15/osnovy-modelirovaniya-ustrojjstv-rzia>
2. Ершов Ю.А. Моделирование устройств релейной защиты в среде MATLAB / Ю.А. Ершов, Д.Н. Киселев. – Красноярск: Palmarium Academic Publishing, 2012. – 148 с.
2. Фадке А.Г. Компьютерная релейная защита в энергосистемах / А.Г. Фадке, Д.С. Торп. – Москва: Техносфера, 2019. – 370 с.
3. Грабчак Е.П. Цифровые двойники и цифровые тени в электроэнергетике [Электронный ресурс]: / Грабчак Е.П., Медведева Е.А. – Электрон. текстовые дан. – Москва, 2020 – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2020/01/25/tsifrovye-dvojniki-i-tsifrovye-teni-v-elektroenergetike/>

И.Н. Ермаков, Б.М. Орахелашвили, Д.В. Мылкин
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
г. Москва

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ МИКРОГЭС

One of most popular tendention of renewable energy it's a hydro power station (HPS). Basically on hydrodynamic theory of lattices specifically on theory Zhukovskiy wing profile, It's assumed making new type of small HPS. Factically quanty of small HPS now as quanty in 1965.

First stage of design HPS it's research of perspective theory of hydrodynamics, standard theory of wing profile and other. Second stage it's design of innovation conception of small and plain HPS founded by ecological and economically questions.

Model of HPS don't have a dam, HPS without dam don't floods coast theritory of river and does not interfere with swimming fish. Third stage- analysis hydrodynamic theory of wing profile and parametric this wing and chose best location in river. Research in theory of ground effect can be used for increase pressure in turbine. Four stage it's a using new mathematic method of calculations and modeling and analysis on method of finity elements.

For a complete model needed by strength calculation of pillar made by concrete and iron frame. Technical economic justification it's a evaluation of economically this model and comprassion by other type of small HPS new by made. All this stages needed for researching and making competitive power station.

Keywords: renewably energy, small HPS, hydrodynamic theory of lattices, Zhukovsky wing profile.

Анализ гидроэнергетического потенциала

Со времени научно-технической революции XX века, современное непрерывно развивающееся техногенное общество столкнулось с проблемой постоянно увеличивающегося потребления электроэнергии. На данном этапе развития человечества сложно представить мир без электроэнергии, абсолютно все сферы жизни используют электроэнергию для нормальной и эффективной работы. Правительство РФ в федеральном законе № 614 установило и постоянно увеличивает «Социальный норматив потребления электроэнергии». Для Москвы установленная законодательством величина месячного потребления электроэнергии в расчете на одного человека составляет более 80 кВт·ч. При этом необходимо учитывать, что население России распределено неравномерно и по-прежнему существуют удаленные поселения с малой численностью населения, электроснабжение таких территорий вызывает затруднение. Строительство линий электропередач порой невозможно из-за рельефа местности или экономически нецелесообразно. Решением данной

проблемы является использование местных источников энергии. Использование органического топлива (нефти или газа) приводит к необходимости обеспечения его поставок, для чего требуется развитая инфраструктура. Сжигание таких видов топлива приводит к ухудшению экологии. Альтернативой генерации на сгораемом топливе являются источники генерирования электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Новейшие конструктивные решения позволяют эффективно использовать условно неограниченную энергию рек. Обеспечение таких потребителей возможно при использовании микроГЭС, к ним, согласно ГОСТ Р 51238-98, отнесены ГЭС с установленной мощностью до 100 кВт.

Определение основных теоретических параметров и требований к ГЭС

Разработка концепции одной из инновационных, перспективных и технологически простых моделей ГЭС, состоящей из наименьшего числа узлов, подверженных разрушению, износу и старению, а также наименее склонной к повреждению вследствие природных и стихийных явлений. основополагающие параметры потока, определяющие выработку электроэнергии ГЭС — это расход, который обусловлен скоростью реки, при этом скорость равнинных рек на территории РФ примерно 1 м/с, а скорость горных рек составляет 3–5 м/с. Второй основной параметр — это напор. Для увеличения вырабатываемой мощности ГЭС необходимо увеличить действующий напор, классическим способом увеличения напора является строительство плотины. Строительство ГЭС — дорогостоящий процесс, инвестиционная стоимость итоговой станции составляет 130000–500000 руб./кВт, при этом значительную часть составляет стоимость плотины (50–60%) [1]. Такие большие затраты обусловлены тем, что плотина должна обладать высокими прочностными характеристиками и большим объемом используемого бетона. Увеличение напора даже на несколько метров приводит к затоплению вверх по течению площадей в десятки километров. Альтернативой является строительство бесплотинных станций.

Выделим конкурентные характеристики микроГЭС:

1. Автономность — способность ГЭС работать на изолированного потребителя электроэнергии или местную изолированную электрическую сеть;
2. Мобильность — конструктивное исполнение агрегата предусматривает возможность его перемещения на иное место установки без нарушения готовности к работе основных узлов;
3. Безопасность — для предотвращения повреждения станции от ледохода и паводков желательно применять подводную компоновку агрегатов.

Всем этим условиям соответствует концепция бесплотинной ГЭС на основе гидродинамического профиля. На рисунке 1 изображено отверстие в профиле для отбора давления и установки гидроагрегата, расположенное в профиле отверстие делается сонаправленным потоку жидкости, для предотвращения образования излишней циркуляции на входе в агрегат и предотвращения заиливания рабочего органа.

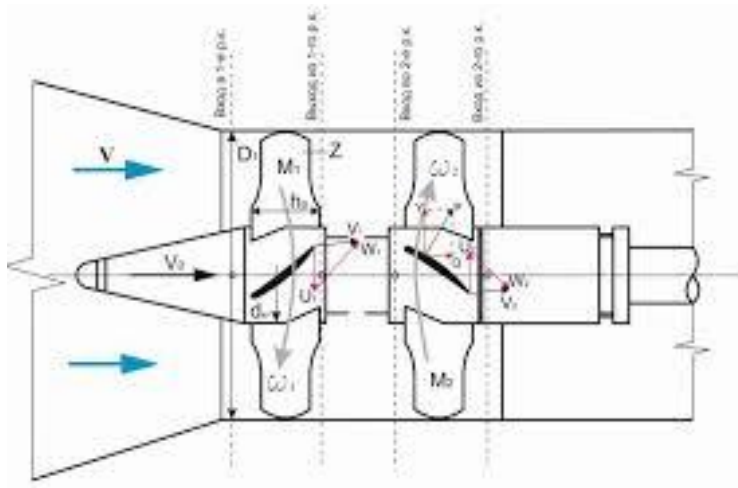


Рис. 1. Концепция турбинного агрегата с двумя рабочими колесами, расположенными на одном валу

Расчеты по гидродинамической теории крыла Жуковского

Известно, что при обтекании профиля потоком жидкости на его вогнутой стороне создается зона повышенного давления, а на выпуклой стороне, в связи с увеличением скорости потока, создается разрежение (понижение давления). Размещая гидроагрегат внутри профиля, получаем возможность использовать данный перепад давлений как потенциальную составляющую энергии потока.

На первом этапе работы колонна принималась в виде крылового профиля Жуковского, поскольку данный профиль имеет хорошо изученную теорию расчета обтекания. Основные параметры потока для дальнейших расчетов были определены с учетом мирового опыта в области проектирования гидроагрегатов. Статистические данные показывают, что для выработки 20 кВт мощности диаметр колеса гидротурбины должен составлять 0,5–0,6 метра, необходимый напор 3–3,5 метра, скорость потока в канале 3 м/с. Эти данные легли в основу проектирования колонны.

Для исходного профиля Жуковского значение напора определяется в виде [2, с. 35–83].

$$H = \Delta C_p \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где $\Delta C_p = C_{p_{\max}} - C_{p_{\min}}$, $C_{p_{\max}}$ – максимальное значение коэффициента давления, $C_{p_{\min}}$ – минимальное значение коэффициента давления, V – скорость потока жидкости.

Относительная кривизна скелета f задается в виде:

$$f = \frac{n}{m} \quad (2)$$

где n – относительный прогиб дужки, m – относительная длина профиля.
Задав основные параметры профиля, получаем вид крылового профиля.

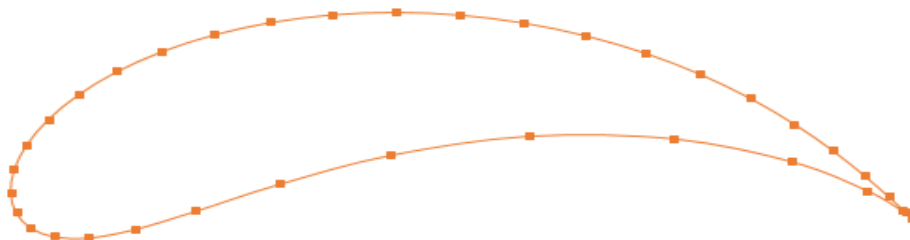


Рис. 2. Расчетный контур профиля

Далее необходимо оценить положение профиля относительно потока жидкости. Рассмотрение перепада давлений на контуре при различных углах атаки определило оптимальное значение угла установки профиля по отношению к оси канала на уровне $+20^\circ$.

Создание математической модели твердотельного профиля

Учитывая размеры профиля, обусловленные размером размещаемого внутри него гидроагрегата, и его расположение в потоке реки необходимо создать трехмерную модель профиля для исследования его параметров обтекания в установившемся потоке жидкости.

Основные параметры колонны, необходимые для проектирования и создания модели: длина хорды колонны составляет 3,8 метра, ширина профиля в месте размещения гидротурбины – 1,2 метра.

Создание модели профиля для аналитического изучения в ПО

На рисунке 3 изображено горизонтальное расположение профиля в русле реки; при таком расположении возможно наличие на внутренней поверхности профиля экранного эффекта, оказывающего положительное влияние на вырабатываемую мощность.

Красные стрелки указывают направления сил (жесткая заделка).

Синие стрелки показывают направление силы в отверстии для размещения гидроагрегата. Синий контур – профиль расположен в речном потоке (серого цвета).

Для дальнейшего анализа в пакетах моделирования, использующих метод конечных элементов, необходимо задать расчетную сетку, состоящую из треугольных призм. Данная сетка отличается достаточной точностью и информативностью, при этом упрощается процесс обработки численного решения в программах на базе МКЭ.

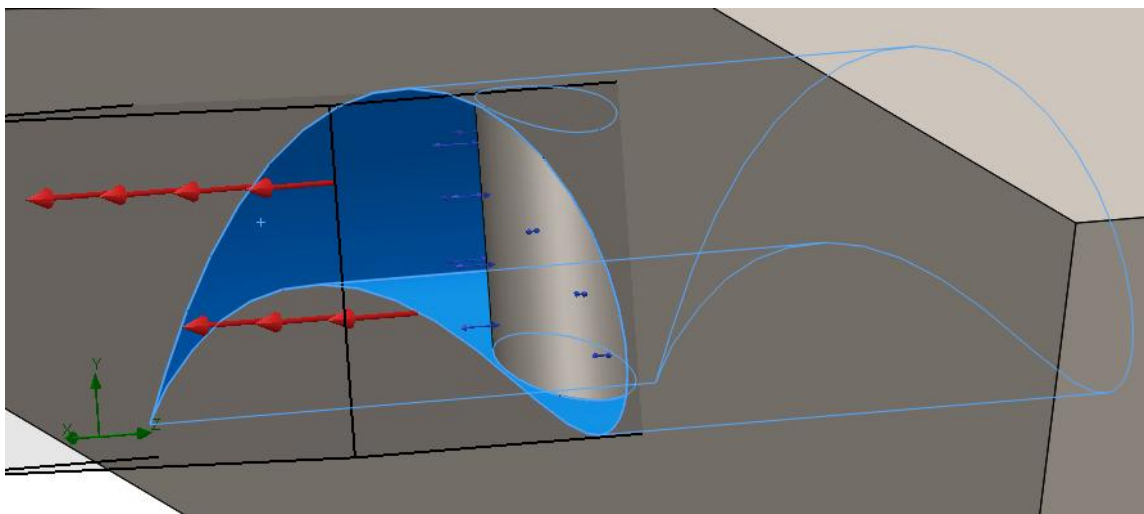


Рис. 3. Трехмерная модель профиля в SolidWorks

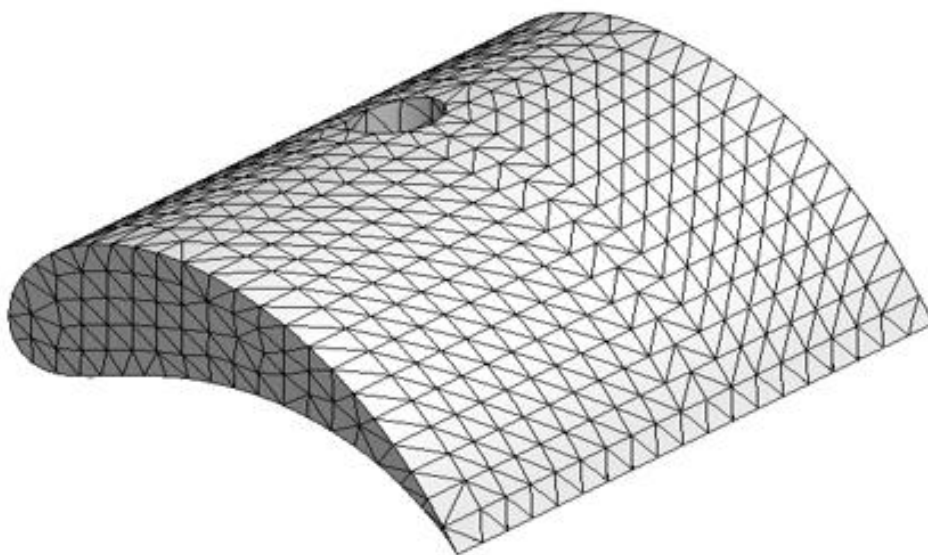


Рис. 4. Расчетная сетка колонны

Параметрическое исследование гидравлических характеристик и их доопределение в программных пакетах является необходимой задачей.

При современном уровне развития программно-вычислительных комплексов появилась возможность произвести проверку теоретических расчетов путем моделирования процесса течения жидкости с учетом различных параметров жидкости: температура, степень турбулентности, вязкое трение, возможные флуктуации потока и лобовое сопротивление колонны, которые не учитываются в классических безотрывных теориях обтекания потоком.

В качестве основной расчетной модели турбулентности используем k-ε модель. Впервые понятие турбулентной динамической вязкости было введено Буссинеском по аналогии с динамической вязкостью, обеспечившей непосредственный переход к получению стандартной k-ε модели из двух уравнений, которая сегодня рассматривается в виде стандартной модели для описания турбулентности и решения инженерных задач [3, с. 5]. В данной модели вводятся два важных понятия – генерация P и диссипация ϵ . Физический смысл генерации турбулентности P заключается в порождении новых вихрей и пульсаций, которые и образуют турбулентность. Диссипация ϵ , напротив, представляет собой рассеивание больших вихрей на более малые, что приводит к усреднению течения и уменьшению турбулентности. Два уравнения переноса позволяют рассматривать турбулентность в пространстве и времени. Данная модель является полуэмпирической.

Представленные ниже результаты моделирования в программном комплексе Ansys подтверждают теоретические расчеты и дополняют их, учитывая лобовое сопротивление колонны и влияние пограничного слоя. На вогнутой стороне создается зона повышенного давления, а на выпуклой стороне – зона разрежения.

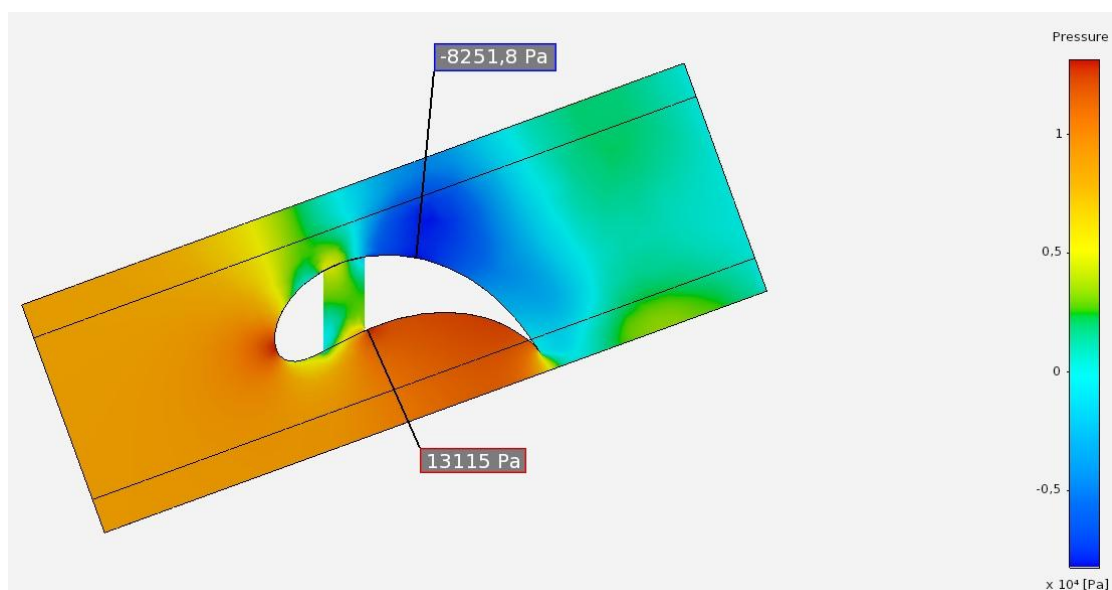


Рис. 5. Значения избыточных давлений по контуру колонны

Особое внимание стоит уделить прочностным расчетам колонны, выполненным при помощи программных пакетов.

Любое гидротехническое сооружение перед выпуском в серийное производство и эксплуатацию должно пройти проверку на прочность, ведь преждевременная поломка приводит к потере финансов, времени, а главное – при определенных условиях может привести к техногенным катастрофам.

Существует множество различных способов проверки и расчетов на прочность. Основные критерии, используемые в гидромашиностроении – это критерий Мизеса и критерий Сен-Венана.

Особое внимание стоит уделить коэффициенту запаса n , данный коэффициент учитывает отношения максимально возможных напряжений и силовых факторов к критическим значениям (значения, при которых возможен выход из строя объекта), обычно для долговечных конструкций в ГМС принимают $n = 2$.

В нашем случае колонна является массивом, находящимся под воздействием внешней нагрузки (поток жидкости), также внутри колонны находится динамический вращающийся гидроагрегат, передающий внутренние усилие и вибрации на колонну.

В колонне необходимо рассмотреть возникающие напряжения, перемещения, деформации твердого тела.

Определив центр масс для твердого тела, возможно определить его прочностные параметры.

На рисунке 6 в левой части изображены максимальные напряжения в профиле. Чем «холоднее» цвет, тем меньше возникающие напряжения; как и ожидалось, наибольшее напряжение – в острой кромке, при этом в зоне расположения агрегата напряжения больше, чем в месте заделки. В правой части показаны перемещения относительно одного из краев, при жестком закреплении перемещения не возникают, при этом максимальном удалении от заделки цвета становятся «теплее», что свидетельствует о возможности применения используемых методов для дальнейшей оценки коэффициента запаса.

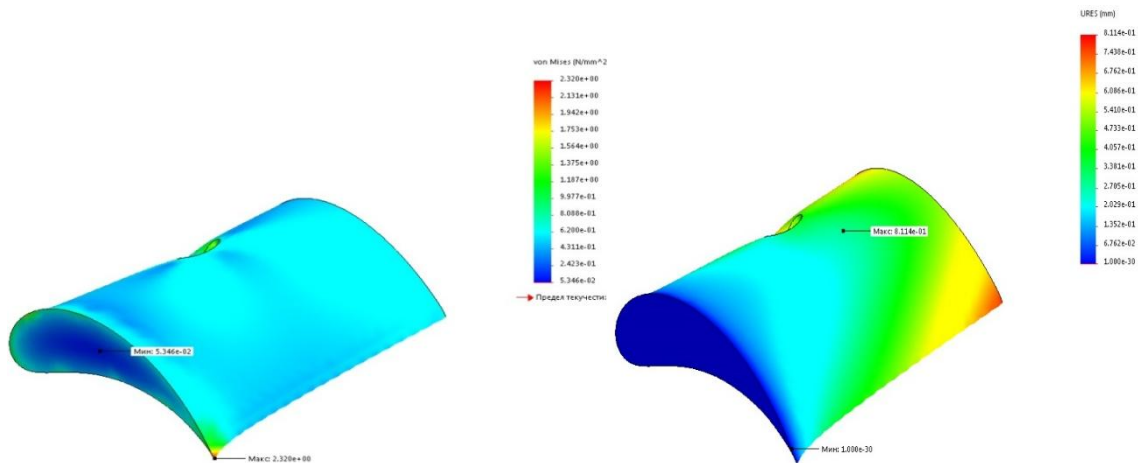


Рис. 6. Максимальные напряжения и перемещения колонны

Детальный математический анализ напряжений, перемещений и деформаций показывает, что требуемый коэффициент запаса $n = 2$ достаточен.

Колонна способна выдерживать длительное нахождение в воде и работу гидротурбинного агрегата без разрушения или появления каких-либо деформаций, нарушающих работу агрегата.

Технико-экономическое обоснование разработки

Простые оценочные суждения, при среднем значении в 2000\$ на кВт, стоимость данной ГЭС составляет порядка 40000 \$ или по курсу на 24 февраля 2021 г. (1 \$=74 Р) составляет около 3.000.000 рублей.

$$N * t * W = m; \quad (3)$$

где N – установленная мощность (20 кВт); t – число часов потребления в год; W – удельная стоимость кВт энергии (4 рубля/кВт · ч); m – затраты в год (Рубли).

Подставляя числа, получаем

$$20 \text{ кВт} \cdot 5840 \text{ ч} \cdot 4 \frac{\text{Рубль}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} = 467200 \text{ Рублей}$$

Данное значение – минимальная сэкономленная сумма за год, по формуле 4 определим, за сколько лет окупится данная ГЭС:

$$S/m = n; \quad (4)$$

где S – суммарные затраты на строительство (определенные в начале этапа как 3.000.000 Рублей); n – количество лет для окупаемости

$$3000000 \text{ Р} / 467200 \text{ Р} = 6,42$$

Срок окупаемости составляет более 5 лет, поэтому для уточнения расчета примем амортизацию средств, равную 8% на каждые 5 лет (замена некоторых элементов, возможные небольшие поломки)

$$3000000 \text{ Р} \cdot 8\% = 242000 \text{ Р}$$

242000 Р – средства на амортизацию на каждые 5 лет

$$3000000 + 242000 = 3242000$$

– суммарные затраты на первые 9 лет.

Повторно проведем расчет по формуле 4

$$3242000 \text{ Р} / 467200 \text{ Р} = 6,93$$

При худшем варианте срок окупаемости данной микроГЭС составляет менее 7 лет. Данный показатель окупаемости достаточно хороший, и может быть увеличен дополнительно путем более эффективного использования работы станции, например, установкой электрических аккумуляторов, запаасающих вырабатываемое электричество в «нерабочее время».

Список использованных источников

1. <https://inset.ru/price/> Дата обращения 23.02.2021
2. Виктор Г.В. гидродинамическая теория решеток, М, Высшая школа, 1969, 368 с.
4. Коркодинов Я.А. Обзор семейства $k-\varepsilon$ моделей для моделирования турбулентности, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2013, 12 с.

Д.В. Алемасов

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черёмушки

Научный руководитель:
А.М. Волошин

ВЫБОР И ПРОВЕРКА МЕТОДОВ И ЧАСТЕЙ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭМУЛЯТОРОМ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ

This is a continuation of the development project Alarm emulator for testing microprocessor protection. Description of the device. Various management techniques and transformations necessary to work with the required frequency of operation. At this stage of the work, various parts of the device are checked. The selection is made on the basis of experiments on the necessary specified characteristics. This article covers only a part of the checks of individual parts of the emulator schemes.

Keywords: alarm emulator, checking parts of schemas, program for Arduino, microcontroller, test complex, current and voltage emulator, current and voltage amplifier, laboratory instrument, analog, oscillogram registration, conversion algorithm, testing of microprocessor protections.

Введение

Представленное в данной статье исследование продолжает серию работ, посвященных разработке выходных каскадов эмулятора аварийных сигналов для проверки микропроцессорных защит, написанных авторами Алемасовым Д.В. и Лаубером А.Д. под руководством Волошина А.М. [1,2,3,4].

Эмулятор аварийных сигналов для проверки микропроцессорных защит представляет собой устройство, которое будет формировать токи и напряжения, подобные тем, которые выдаются с трансформаторов тока и трансформаторов напряжения в реальной обстановке. В разработанном устройстве применяется алгоритм преобразования формата COMTRADE, описанный Лаубером А.Д. [2], в работе мы будем использовать его результаты для дальнейшего моделирования аварийных сигналов.

Для задания параметров и связи с эмулятором, а также управления процессами формирования токов и напряжения необходим микроконтроллер. В решении данной задачи решено было использовать платформу Arduino и программный комплекс Arduino IDE.

Были разработаны общие схемы, программы управления эмулятором и преобразования аварийного сигнала для дальнейшей подачи на устройство, которое будет формировать токи и напряжения.

Техническая часть

Микроконтроллер преобразовывает файл формата COMTRADE в двоичный код, пропорциональный длительности импульса ШИМ.

По условию, в контроллере Arduino будет сформирована информация, закодированная в одном байте: величина интервала времени τ , поскольку знак тока и напряжения могут быть как положительными, так и отрицательными, то дополнительно выдается знак: положительная полуволна или отрицательная полуволна.

В прототипе для формирования байта длительности импульса для ШИМ используется малобюджетный контроллер Arduino Uno (в прототипе) на основе микроконтроллера ATmega 328, его максимальная частота ШИМ-сигнала не превышает 1200 Гц.

Поэтому было решено использовать схему с внешним ЦАП, рисунок 1, схема ЦАП изображена на рисунке 2.

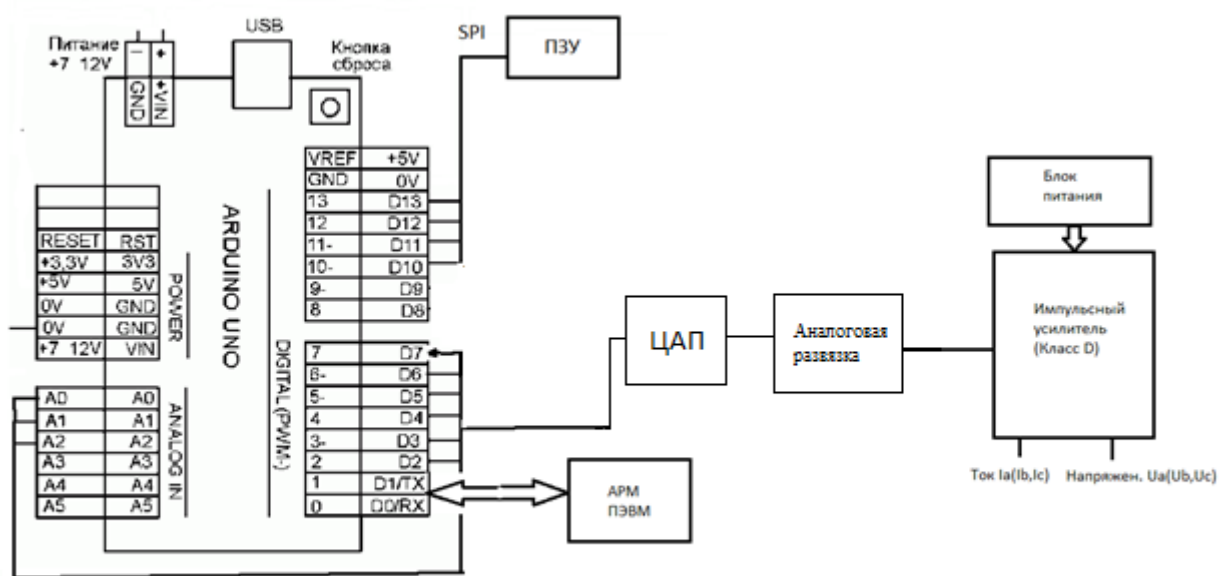


Рисунок 1. Общая схема с использованием ЦАП

После был спаян внешний ЦАП и собран прототип схемы для проведения опытов. После были проведены замеры и снятия характеристик.

При проведении испытаний было выявлено, что измеренные величины не соответствуют требуемым характеристикам (частота ШИМ). Результаты испытаний – рисунок 3.

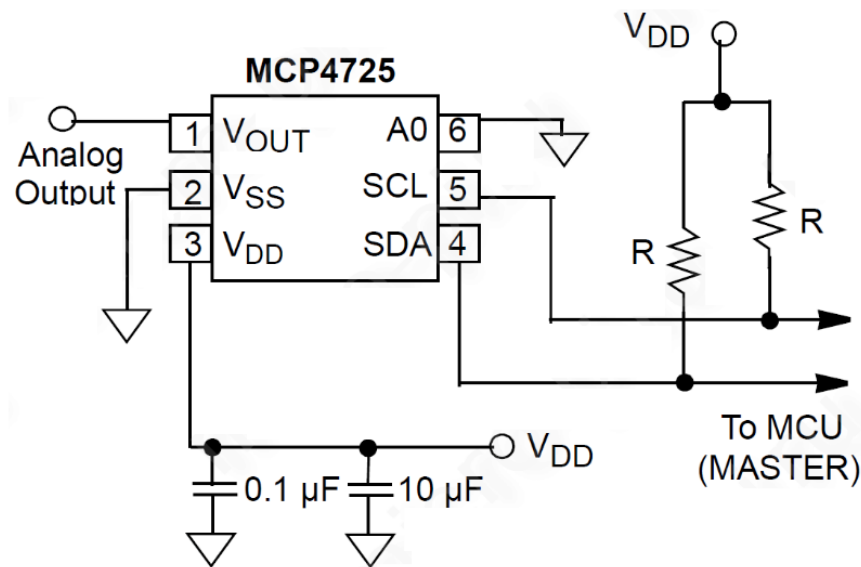


Рисунок 2. Схема внешнего ЦАП



Рисунок 3. Осциллограммы с внешнего ЦАП

Как видно из осциллограммы, внешний ЦАП не показал улучшения результатов по сравнению с обычным ШИМ, генерируемым Arduino.

Поэтому было принято решение искать другие способы генерации ШИМ. В ходе поисков был найден способ аппаратного ускорения платформы Arduino путем прямого кодирования, задания генерации ШИМ напрямую от микропроцессора к пинам выводов, с помощью кодирования частоты ШИМ через регистры.

Максимальная частота, которую удалось достичь в ходе экспериментов с разной нагрузкой, – рисунок 4, рисунок 5.

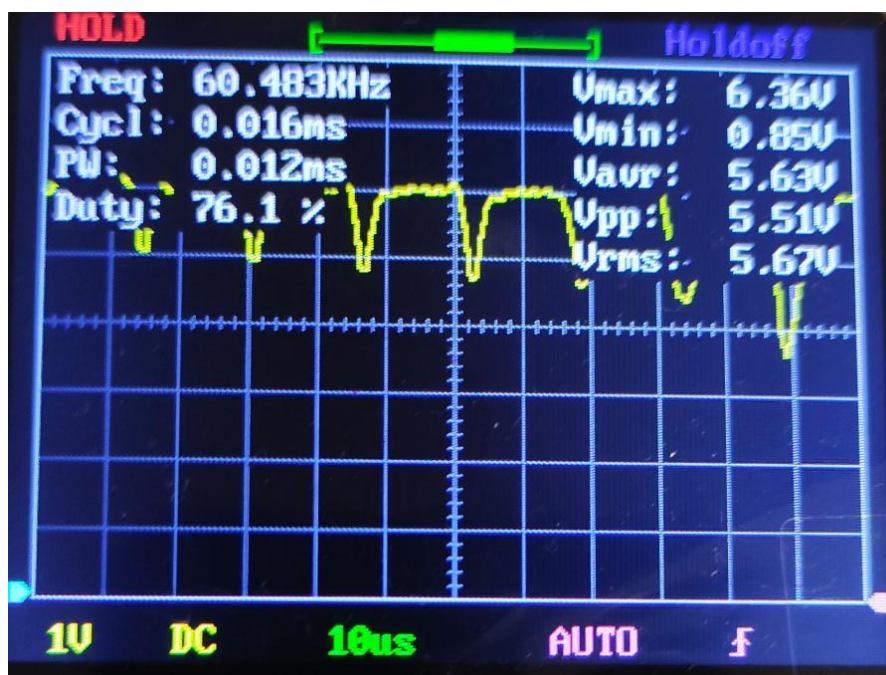


Рисунок 4. Выдача простого сигнала с частотой 60,5 кГц

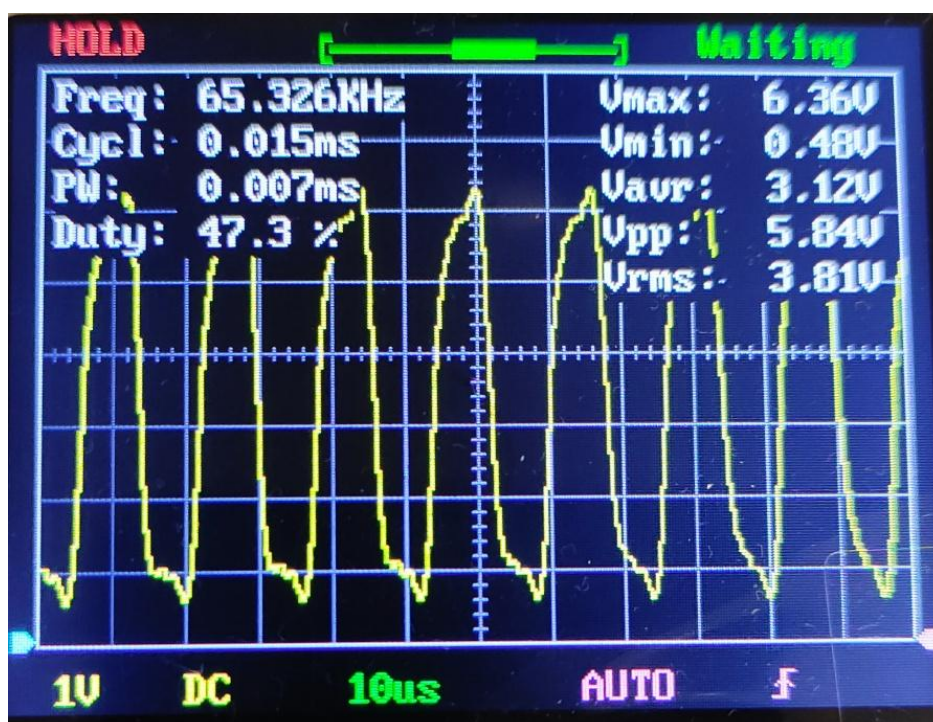


Рисунок 5. Выдача простого сигнала с частотой 65,3 кГц

Стало возможно регулирование частоты и напряжения в широком диапазоне, который нам необходим для корректной работы эмулятора. Пример регулировки частоты – рисунок 6, рисунок 7.

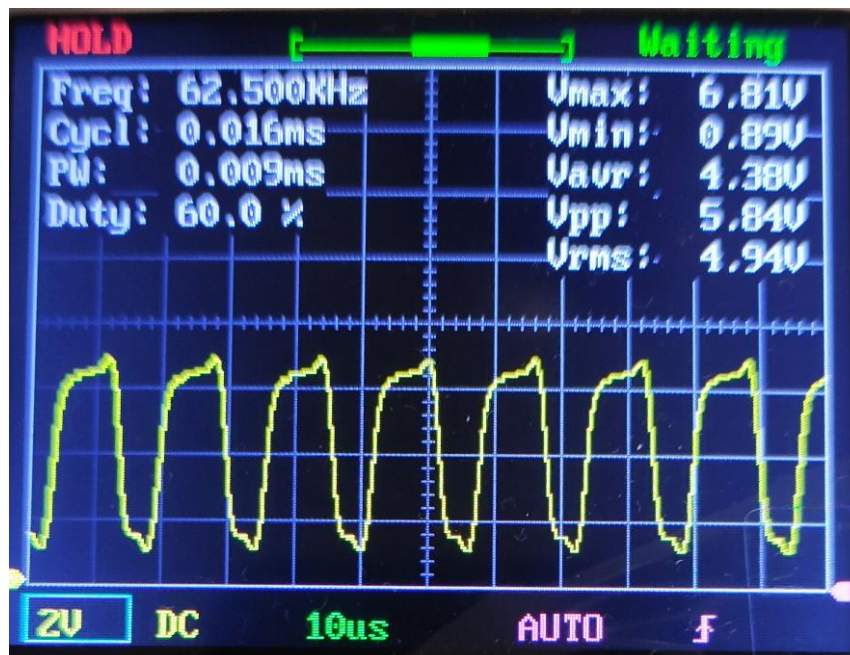


Рисунок 6. Выдача простого сигнала с частотой 62,5 кГц

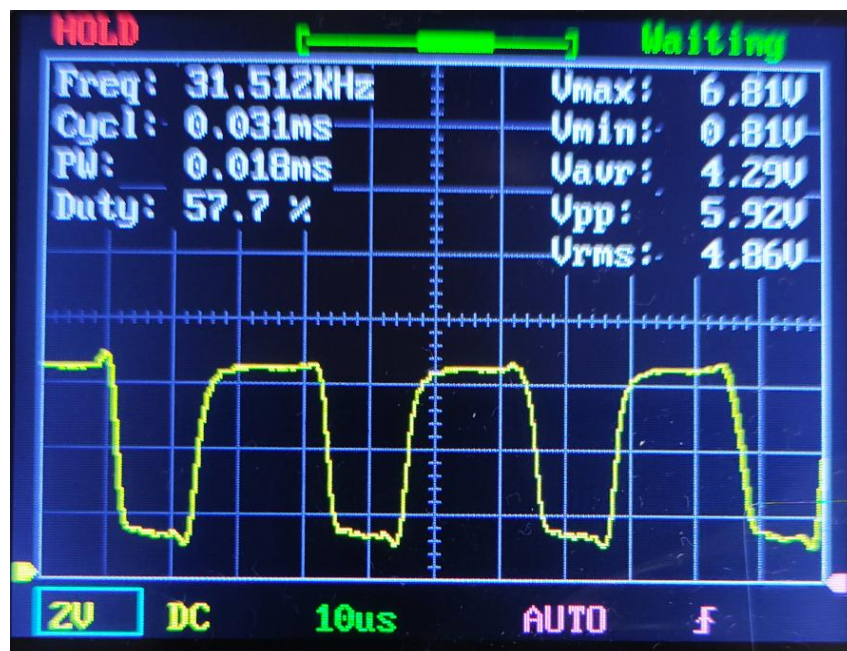


Рисунок 7. Выдача простого сигнала с частотой 31,5 кГц

Была проверена возможность выдачи сложного сигнала, подобного реальному аварийному сигналу, записываемому в файлах формата

COMTRADE. Характеристики сигнала в допустимых пределах работы. Пример выдачи сложного сигнала – рисунок 8.

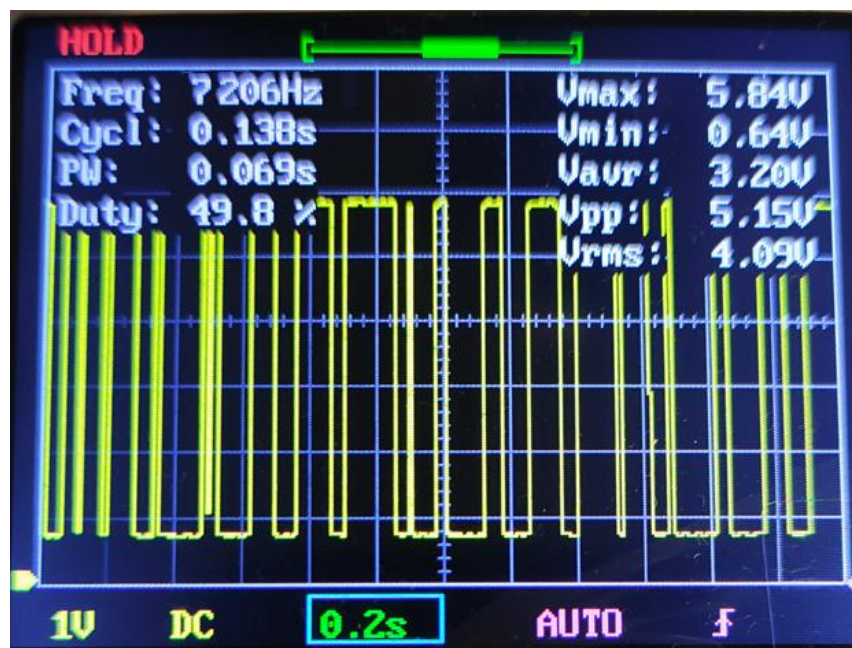


Рисунок 4. Выдача сложного сигнала с частотой 7,2 кГц

Программная часть

В пример привожу небольшую часть кода настройки и выдачи простого сигнала на частоте 62,5 кГц и напряжением 5 В на 9 пине.

```
TCCR1A = TCCR1A & 0xe0 | 1;  
TCCR1B = TCCR1B & 0xe0 | 0x09;  
pinMode(9, OUTPUT);  
analogWrite(9,255);
```

Заключение

1. Проведены испытания различных частей схем эмулятора аварийных сигналов. Были выбраны необходимые компоненты, которые удовлетворяют заданным требованиям. Разработан алгоритм и программная часть на контроллер Arduino Uno, управляющая логической и силовой частями через выходные каскады эмулятора аварийных сигналов.

2. Следующим шагом будет сборка эмулятора в модель на основе разработанных схем и алгоритма преобразования формата COMTRADE в данные для ШИМ-модулятора. Будут проведены все необходимые проверки, замеры характеристик для создания опытного образца прибора.

Список использованных источников

1. Алемасов Д.В., Разработка схемы выходных каскадов эмулятора аварийных сигналов для проверки микропроцессорных защит / Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов VI Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 25–26 апреля 2019 г.; отв. за вып. В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2019. – 386 с.: ил.
2. Лаубер А.Д., Разработка алгоритма преобразования информации в эмуляторе аварийных сигналов для проверки микропроцессорных защит / Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов VI Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 25–26 апреля 2019 г.; отв. за вып. В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2019. – 386 с.: ил.
3. Алемасов Д.В., Разработка программного кода управления эмулятором аварийных сигналов защит / Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов заочного этапа VII Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 12 мая 2020 г.; отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – 437.: ил.
4. Алемасов Д.В., Development of data conversion software code for interaction with the alarm emulator / Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов заочного этапа VII Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 12 мая 2020 г.; отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – 437.: ил.
5. Петин В.А., Проекты с использованием контроллера Arduino. – СПб.: БХВ-Петербург, 2014. – 400 с.: ил. – (Электроника)
6. Микроконтроллеры [Электронный ресурс]: – Режим доступа: https://www.qrz.ru/schemes/contribute/microcontrollers/wvod_taktovyh_signalov_dla_mikrokontrollera.html
7. Arduino Mega 2560 Datasheet [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.robotshop.com/media/files/pdf/arduinomega2560datasheet.pdf>
8. Arduino Uno Datasheet [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://static.chipdip.ru/lib/549/DOC001549488.pdf>

А.А. Анахаев

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

**КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕГАЗОВЫХ
ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ ENSTO AUGUSTE В ЧЕРЕКСКИХ
РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ФИЛИАЛА
ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» - «КАББАЛКЭНЕРГО»**

This work is a master's publication describing complex automation and modernization in distribution networks using Ensto Auguste SF6 load switches

Keywords: electric power industry, automation and modernization of electrical networks, SF6 circuit breaker, overhead power lines, electricity networks, automatic partitioning, fancy advertising, load switch, gas switch, short circuit.

Актуальность

На сегодняшний день имеется ряд проблем, с которыми сталкиваются работники филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Каббалкэнерго». Одна из проблем – это возникновение короткого замыкания в линиях электропередач 6–10 кВ по причине повреждения оборудования (пробоя изоляции, обрывы, схлест проводов от ветровых и гололедных нагрузок) что характеризуется потерей питания потребителями. Поиск и устранение повреждения производится оперативными выездными бригадами, где используется большое количество техники и персонала. Среднее время восстановления питания составляет 4 часа и более (в зависимости от погодных условий) на одно повреждение. При этом от данных фидеров питается ряд социально значимых потребителей: школы, больницы, газовая котельная, фермерские хозяйства, водонасосные станции, заправочные станции, объекты военного назначения.

Данная ситуация приводит к значительным затратам Черекских электрических сетей, кроме того, существует реальный риск предъявления административных и коммерческих санкций к энергоснабжающей организации за несогласованные отключения электроэнергии.

Цель:

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- уменьшение времени поиска повреждений в случае их возникновения;

- повышение уровня безопасности персонала, связанной с эксплуатацией новых коммутационных аппаратов;
- баланс электроэнергии.

В результате реализации комплексной автоматизации распределительных сетей с применением выключателей нагрузки August Ensto в Черекских электрических сетях повысится надежность электроснабжения социально значимых объектов района.

Описание решения

Существуют два радиальных фидера (Ф.400 и Ф.102), которые могут быть взаимно резервируемыми через ручной линейный разъединитель. В схеме присутствует два центра питания – ПС №10 «Кашхатау» и ПС №2 «Бабутент».

В центрах питания установлены вакуумные выключатели с традиционной электромеханической релейной защитой. На подстанциях реализовано однократное автоматическое повторное включение линии (АПВ). Исходные данные по фидерам представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные

Параметры	Ф.400	Ф.102
Установленная мощность, кВА	1530	5290
Протяженность, км	16,15	51,34
По магистрали, км	13,05	29,95
По ответвлениям, км	3,1	21,39
Удельная повреждаемость, 1/100 км	24	14
Время восстановления электроснабжения, ч	4	4
Коэффициент мощности	0,85	0,85
Коэффициент загрузки	0,6	0,6

Исходная схема сети представлена на рисунке 1.

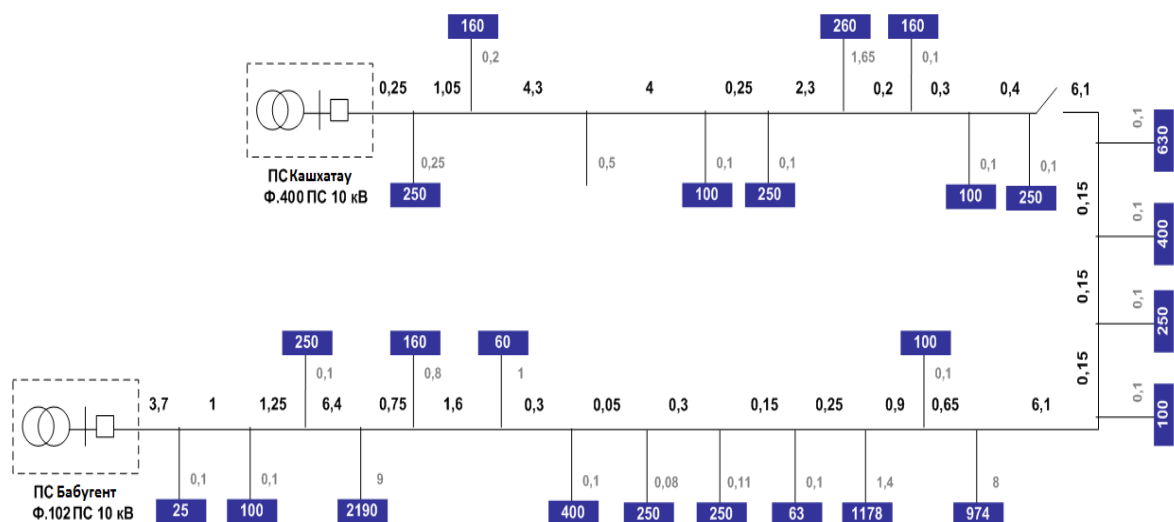


Рис. 1. Исходная схема сети

Выбор мест установки выключателей нагрузки

В проекте предлагается выполнить установку 6 выключателей нагрузки August Ensto по магистрали и 1 вакуумный реклоузер для закорачивания линии на плавку гололеда, а также магистральных разъединителей с электромагнитной блокировкой от ошибочной операции отключения под «нагрузкой». Основная задача установки элегазовых выключателей нагрузки – обеспечить максимальный уровень надежности электроснабжения потребителей фидера, а также оптимизировать процесс локализации и поиска поврежденного участка. В соответствии с данной задачей, в качестве критерия оптимизации выбора мест установки ЭВН в сети выбирается критерий минимизации суммарного недоотпуска электрической энергии.

В общем виде, для достижения минимума функции недоотпуска электрической энергии выключатели нагрузки должны быть установлены таким образом, чтобы выполнялось равенство произведения длины участка между ЭВН на мощность подключенных потребителей данного участка аналогичному произведению смежных участков.

Кроме этого, при выборе конкретного места установки учитываются условия наличия устойчивой GSM-связи для связи со SCADA, удобство монтажа и обслуживания.

Таким образом, схема сети с выключателями нагрузки будет иметь вид, представленный на рисунке 2.

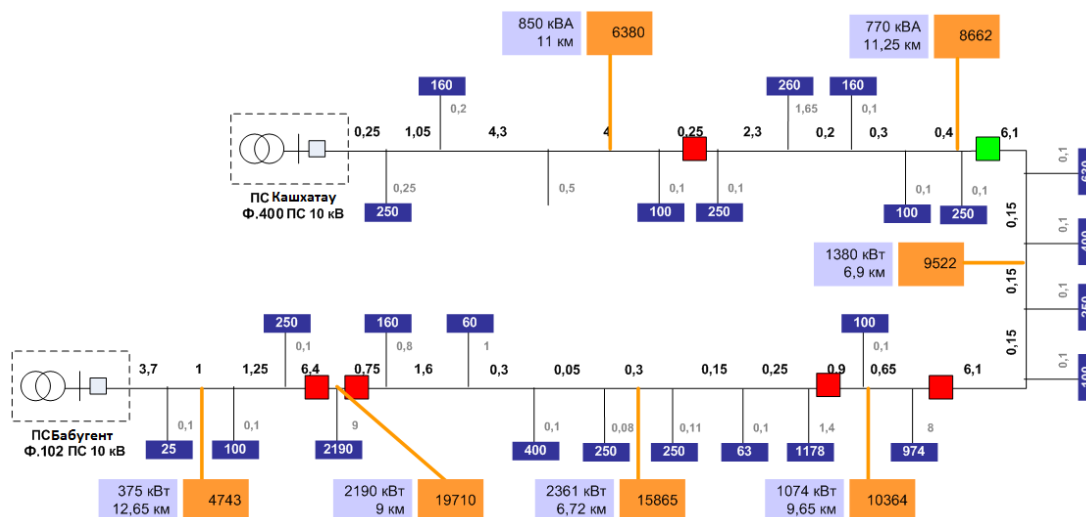


Рис. 2. Схема сети с элегазовыми выключателями нагрузки

Методика технико-экономического обоснования

Допавочно производится расчет количества и длительности отключений отдельных потребителей в год в исходном варианте и варианте с ЭВН. Расчет экономической эффективности производится из расчета упущенной выгоды от недоотпуска электрической энергии потребителям. Обоснование производится в сравнении с базовым вариантом (рис. 3).

Расчет эффективности

Базовый вариант

В базовом варианте (рис. 3) вероятность повреждения любого потребителя сети определяется суммарной протяженностью фидера по магистрали с учетом отпаяк, в силу того что при возникновении повреждения в любом участке сети электроснабжение теряют все потребители. При этом время восстановления электроснабжения является полным и равняется 4 часам, так как все процессы поиска и локализации повреждения производятся силами ОВБ.

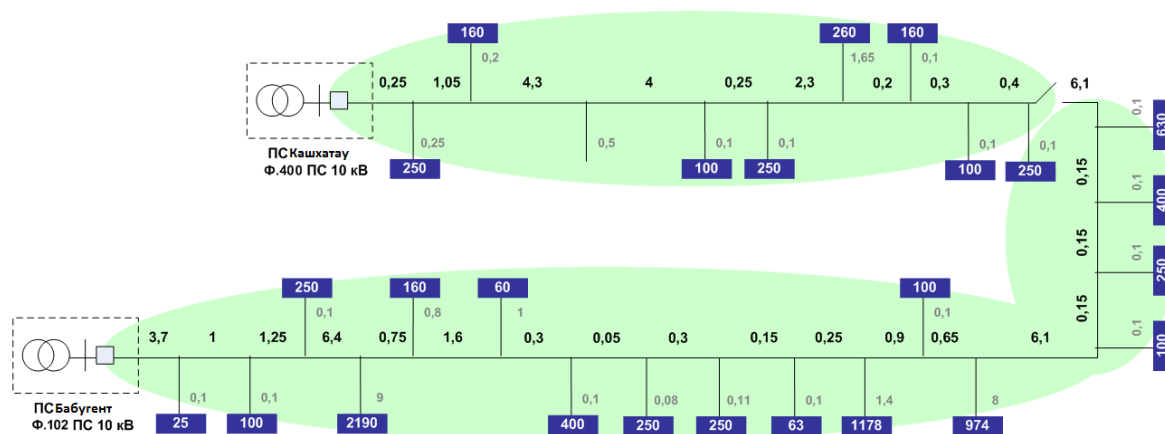


Рис. 3. Расчетная схема базового варианта

Ф.400

$$\Delta W_{\text{НОБ}\Phi 400} = 0,01 \cdot 24 \cdot 4 \cdot 1 \cdot (13,05 + 3,1) \cdot 1530 \cdot 0,85 \cdot 0,6 = \mathbf{12098 \text{ кВт.ч/год}}$$

Ф.102

$$\Delta W_{\text{НОБ}\Phi 102} = 0,01 \cdot 14 \cdot 4 \cdot 1 \cdot (29,95 + 21,39) \cdot 5290 \cdot 0,85 \cdot 0,6 = \mathbf{77566 \text{ кВт.ч/год}}$$

Вариант с элегазовыми выключателями нагрузки.

Принятая схема расстановки ЭВН в сети делит весь фидер на семь отдельных участков между коммутационными аппаратами (рис. 4).

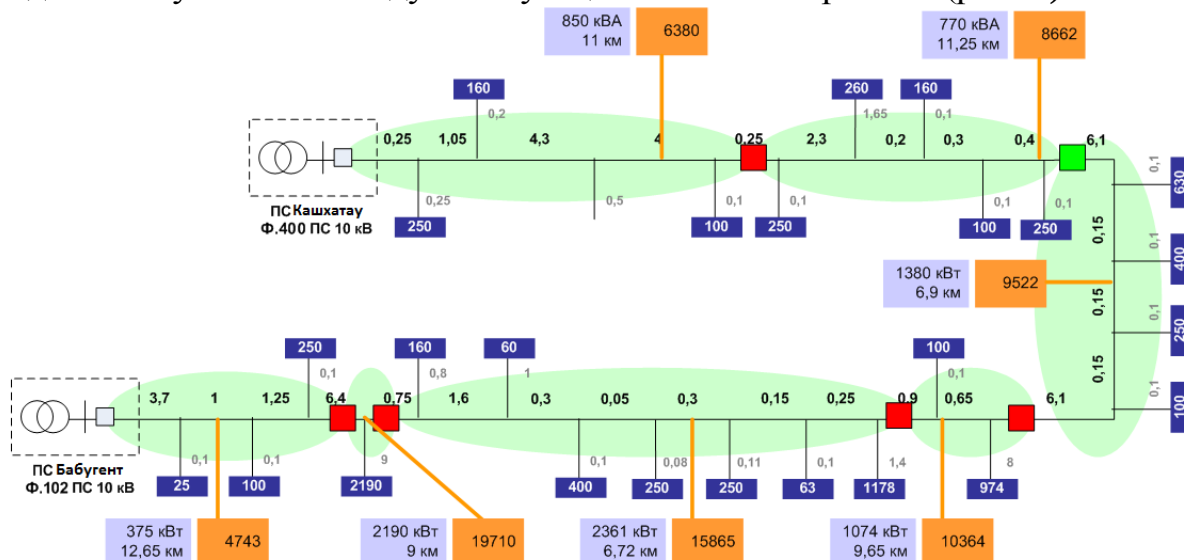


Рис. 4. Расчетная схема варианта с элегазовыми выключателями нагрузки

Ф.400

$$\Delta W_{\text{НОР}\Phi 400} = 0,01 \cdot 24 \cdot 0,8 \cdot 4 \cdot 0,6 \cdot 0,85 \cdot 0,6 \cdot (11 \cdot 760 + 11,25 \cdot 770) = \mathbf{4000 \text{ кВт.ч/год}}$$

Ф.102

$$\Delta W_{\text{НОР}\Phi 102} = 0,01 \cdot 14 \cdot 0,8 \cdot 4 \cdot 0,6 \cdot 0,85 \cdot 0,6 \cdot (6,9 \cdot 1380 + 9,65 \cdot 1074 + 6,72 \cdot 2361 + 9 \cdot 2190 + 12,65 \cdot 375) = \mathbf{8252 \text{ кВт.ч/год}}$$

Сравнительный анализ

Общее снижение недоотпуска электрической энергии при установке ЭВН составит:

$$\Delta W_{\text{НОЭ}} = \Delta W_{\text{НОБ}} - \Delta W_{\text{НОР}} = 89664 - 12252 = \mathbf{77412 \text{ кВт.ч/год}}$$

Средний уровень надежности увеличился на 80%.

Чистый экономический эффект от применения реклоузера, выражаемый в недополученной прибыли из-за отключения потребителей, составляет:

$$\mathcal{E} = \Delta W_{\text{НОЭ}} \times T^* = 77412 \times 1,5 = \mathbf{116118 \text{ руб./год}}$$

*принимается из расчета среднего за 25 лет

С учетом удельного ущерба (из расчета 7 руб. за кВт.ч) суммарный эффект составит:

$$\mathcal{E} = \Delta W_{\text{НОЭ}} \times (T + Y_0) = 77412 \times (1,5 + 1) = \mathbf{658002 \text{ руб./год}}$$

40000 руб./год – суммарные годовые затраты на поиск и локализацию повреждений на 2-х фидерах.

Затраты на приобретение элегазовых выключателей нагрузки составят:

$$3 = 6 \cdot (500\,000) = \mathbf{3\,000\,000 \text{ руб.}}$$

Строительно-монтажные работы – 900 000 руб.

ПИР – 300 000 руб.

Таким образом, срок окупаемости инвестиций составит:

$$T_{\text{ок}} = (3\,000\,000 + 900\,000 + 300\,000) / (658\,002 + 40\,000) = \mathbf{6 \text{ лет.}}$$

Затраты на приобретение варианта с реклоузерами составили бы:

$$3 = 6 \cdot (1\,500\,000) = \mathbf{9\,000\,000 \text{ руб.}}$$

Это в три раза больше, чем вариант с ЭВН.

А срок окупаемости инвестиций:

$$T_{\text{ок}} = (9\,000\,000 + 900\,000 + 300\,000) / (658\,002 + 40\,000) = \mathbf{14,6 \text{ лет.}}$$

Таким образом, ЭВН более экономически выгоден и целесообразен, т.к. инвестиции в 3 раза дешевле, чем в варианте с реклоузерами, а окупаемость в 2 раза короче.

Заключение

Новые условия в экономике и электроэнергетике наряду с неудовлетворительным состоянием воздушных распределительных сетей среднего напряжения выводят на качественно новый уровень задачи повышения надежности электроснабжения потребителей.

Автоматическое секционирование воздушных линий является важнейшим направлением повышения надежности электроснабжения потребителей среднего напряжения в России и за ее пределами.

Список использованных источников

1. Воротницкий В.Э., Воротницкий В.В., Надежность распределительных электрических сетей 6(10) кВ – Автоматизация с применением реклоузеров // Новости электротехники №5, 2002.
2. Максимов Б.К., Воротницкий В.В., Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6–10 кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей, Электротехника №10, 2005 г.
3. Библиографическое описание: Хасанзянов Б. Ф. О реклоузерах // Молодой ученый. – 2014. – №7.

Д. Н. Салихова
Дагестанский государственный технический университет
г. Махачкала

ЦИФРОВИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ АКТИВАМИ С ВНЕДРЕНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА

At the moment, the development of the world electric power industry is inextricably linked with solving the problems of climate change, energy conservation and the global environmental situation and can proceed in the following directions: the development of distributed energy (mainly using renewable energy sources) and the creation of a global energy system. The integration of distributed generation in a common power system implies the presence of a sufficiently developed information and control network, the creation of which is difficult to imagine without the use of artificial intelligence algorithms.

Keywords: electric power, generation, hydropower, intelligent algorithms, development of distributed energy digitalization, energy conservation, global energy system, maintenance, software and hardware complex.

На сегодняшний день энергетические рынки претерпевают серьезные изменения, которые прямо влияют на управление гидроэнергетическими сооружениями и операциями на них. Неустойчивость цен на энергоносители увеличивается вместе со сложностью нормативных условий и необходимостью гибких операций. При новых моделях финансирования возрастает необходимость в долгосрочной надежности оборудования. Системы эксплуатации и технического обслуживания гидроэнергетики быстро меняются.

Согласование программ обслуживания с эффективными операциями меняет акцент с традиционного планового обслуживания на цифровизированное. В качестве первого шага операторам следует рассмотреть техническое обслуживание по состоянию и принять его задачи, соответствующие действующему состоянию компонентов. Вторым шагом будет переход к режиму профилактического обслуживания, который будет предвидеть, когда должна быть выполнена какая-либо конкретная задача проверки или обслуживания. Применение прогнозного моделирования позволит владельцам и операторам гидроэнергетических активов оптимизировать программы технического обслуживания, что в свою очередь снизит затраты. Помимо этого, возможны улучшения в операциях, которые приведут к увеличению доходов. Конечно, обе проблемы требуют комплексного решения, если предприятия стремятся к уменьшению проблем,

связанных со старением компонентов, на протяжении всего срока службы актива. Профилактическое и прогнозирующее техническое обслуживание, оптимизация операций и отслеживание стареющих компонентов возможно благодаря обработке всех эксплуатационных данных, которые уже доступны с гидроэлектростанций. А это достаточно большой объем данных – стандартные контрольные измерения, операционные и рыночные данные, записи технического обслуживания. И вот тут образуется цифровой информационный лабиринт, который представляет собой проблему для операторов гидроэнергетики, то есть критически необходима структурированная обработка данных. Поэтому в различных сферах деятельности широкое применение получают разработки ключевых диагностических индикаторов (KDI), которые эквивалентны отпечаткам пальцев текущего состояния того или иного параметра или компонента системы. KDI указывают на текущий уровень состояния работоспособности, например, постоянно увеличивающаяся температура подшипников может оставаться в допустимых пределах, но указывает на потенциальную проблему. Помимо диагностических, существует понятие индикаторов ключевых тенденций (KTI), на которых строится профилактическое обслуживание. KTI определяют будущую эволюцию состояния работоспособности указанной системы или компонента, показывают остаточный срок службы до того, как потребуется техническое обслуживание, осмотр или замена. Существуют различные подходы к установлению KDI и KTI, которые разрабатываются на основе разных типов метамоделей. На первом уровне универсальные модели основаны на общих физических законах и инженерных знаниях. Второй уровень основан на моделях, требующих разработки в течение отчетного периода и представляют некий физический контекст, который основан на технических знаниях. Плюс ко всему, возможны модели, основанные исключительно на данных, созданных с помощью машинного обучения и раскрывающих определенные модели поведения. То есть применены математические подходы к большому объему данных.

На сегодняшний день в мире можно выделить несколько компаний, занимающихся внедрением искусственного интеллекта в процессы управления техническими предприятиями. Среди них Andritz AG – австрийский международный машиностроительный концерн, предлагающий обширный портфель продуктов для специальных отраслей по всему миру, включающий в себя Andritz Hydro – глобального поставщика электромеханических систем и услуг для гидроэлектростанций и одного из лидеров мирового рынка гидроэнергетики. Andritz Hydro предлагает интеллектуальную платформу Metris DiOMera для мониторинга гидроэлектростанций. Стратегия MDOM упирается в оценку состояния стареющих компонентов гидроэнергетики, что является краеугольным камнем современного управления гидроэнергетическими активами. Система

может быть установлена на компьютере, расположенном на ГЭС. Контроллер домена передает данные на удаленный сервер или в облако, которое затем подключается к Глобальному центру управления Andritz Hydro (ССС). Платформа интеллектуального мониторинга выполняет непрерывный анализ данных, полученных с ГЭС, и предоставляет результаты, тенденции и другие прогнозы, позволяющие оптимизировать операции и мероприятия по техническому обслуживанию. Мониторинг гидравлического КПД агрегатов также помогает обнаруживать рабочие условия, отклоняющиеся от нормы, выявляя резкие изменения в производительности и может действовать как индикатор старения или износа основных гидравлических компонентов посредством изучения долгосрочных тенденций в производительности. Помимо Andritz, можно выделить также Voith Hydro (Германия) и АО «ГЛОНАСС» (Россия), которые работают практически в тех же отраслях и имеют схожие алгоритмы действия.

Внедрение алгоритмов искусственного интеллекта, а также создание программно-аппаратных комплексов на их основе являются важнейшими мероприятиями на этапе перехода к передовым цифровым и интеллектуальным производственным технологиям. Системы обработки больших объемов данных, машинного обучения и искусственного интеллекта могут стать эффективным инструментом при переходе к ресурсосберегающей энергетике и повышению энергоэффективности.

Список использованных источников

1. Филиппченкова Н.С. Перспективы возможности внедрения технологий искусственного интеллекта в солнечной энергетике / Материалы XI Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2020». Том II. 93–94 с.
2. Hydropower Europe [Электронный ресурс]: / London: Samui, 2020. 4-6 с.: – Режим доступа: https://consultation.hydropowereurope.eu/assets/consultations/2019.08.13%20HydropowerTechnology_State%20of%20the%20Art%20FINAL.pdf (дата обращения – 24. 03. 2021).
3. Hydropower Service [Электронный ресурс]: / Heidenheim an der Brenz, Germany: Voith GmbH & Co. KGaA, 2021. 1–3 с.: – Режим доступа: <https://voith.com/corp-en/industrysolutions/hydropower.html> (дата обращения – 24. 03. 2021)/

СЕКЦИЯ «Ф»	

**МОНИТОРИНГ ПРОЦЕССОВ
ФИЛЬТРАЦИИ И СУФФОЗИИ В ТЕЛЕ
И ОСНОВАНИИ ГТС**

Н.А. Волгин
АО «Институт Гидропроект», НИУ «МЭИ»
г. Москва

ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ВОДОНЕПРОНИЦАЕМОСТИ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ШВОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС

The document discusses the main reasons that led to the need to restore the water tightness of the expansion joints of the Zhigulevskaya HPP:

- a description of the features of the design solutions of the 1954 technical project in terms of the expansion joints of the HPP;*
- experience in the operation of mine dowels of expansion joints of the HPP and the main problems during their operation;*
- design solutions for the creation of new shaft keys, work experience and subsequent revision of design solutions.*

Keywords: expansion joint, shaft key, hydroelectric building reconstruction, waterproofness, drilling, concrete, design solution, manufacturing jobs, exploitation.

Жигулевская ГЭС построена на мягких грунтах в период 1950–1957 гг. Здание ГЭС состоит из 10 агрегатных секций с 20 агрегатами, блока монтажной площадки, грязеспуска; количество швов – 11. Характеристики грунтов основания обусловили проектные решения относительно широких деформационных швов здания ГЭС – 31 см. Величина шва 31 см вызвана ожидаемой неравномерной относительной осадкой смежных секций на 15 см с их перекосом.

Противофильтрационные элементы деформационных швов здания ГЭС выполнены в качестве системы вертикальных и горизонтальных шпонок. Основными считаются вертикальные шахтные шпонки.

Со стороны верхнего бьефа здания ГЭС предусмотрено два ряда шахтных шпонок размерами в плане 1,3×1,3 м и глубиной 46,80 м. Передняя шпонка заполняется битумной смесью и воспринимает весь напор верхнего бьефа, вторая шпонка (аналогичная первой) битумом не заполняется и служит для инспекционных целей. Техническим проектом было предусмотрено, что вторая шпонка может быть заполнена битумной смесью только в случае выхода передней шпонки.

Со стороны нижнего бьефа здания ГЭС конструкция шпонок аналогична конструкции шпонок со стороны верхнего бьефа, глубиной 32,50 м.

При заполнении Куйбышевского водохранилища было выявлено, что передние шпонки верхнего и нижнего бьефов не обеспечивают

водонепроницаемость, что послужило основанием к заполнению всех вторых шпонок.

Заполнение вторых шпонок битумной смесью позволило снизить фильтрацию воды в деформационный шов до таких значений, с которыми справляется существующая система осушения деформационных швов [3, 4].

В последующие годы эксплуатации Жигулевской ГЭС было выявлено, что в каждом деформационном шве здания ГЭС наблюдается вытекание битумной смеси из шахтных шпонок. Битумная смесь, вытекающая из шахтных шпонок, попадает в сливные трубы системы осушения деформационных швов, тем самым нарушая нормальную работу системы осушения. Доливка битумной смеси, проводимая примерно раз в пять лет, не позволяет полностью предотвратить фильтрацию воды. Доливаемая битумная смесь аналогична по своим характеристикам битумной смеси, заложенной в техническом проекте.

В целях восстановления водонепроницаемости деформационных швов использовалась возможность использовать новые гидроизоляционные материалы, предлагаемые специализированными организациями, работающими на российском рынке.

АО «Институт Гидропроект» разработан и успешно реализован в 2010–2011 годах на ГЭС «Тишрин» на р. Евфрат (Сирийская Арабская Республика) способ восстановления водонепроницаемости деформационного шва здания ГЭС шириной 50 мм методом проходки по оси шва скважин диаметром 132 мм на глубину 44,0 м и заполнением их многокомпонентной смолой низкой вязкости MC- Injekt GL95 TX-TR [2].

Подобные решения были реализованы на шлюзе гидроузла Иффенхайм в Германии и на шлюзе Верхне-Свирского гидроузла.

На основе имеющегося опыта, предпроектном обследовании и анализе технико-коммерческих предложений материалов и технологии производства работ разработана проектная документация «Восстановление водонепроницаемости деформационных швов здания ГЭС и ВСП Жигулевской ГЭС». Данной проектной документацией предусмотрен способ восстановления водонепроницаемости деформационных швов (устройство новых шахтных шпонок под защитой существующих и временных) с использованием инновационных гидроизоляционных материалов, предлагаемых специализированными российскими организациями.

Для устройства временной шпонки, предотвращающей вынос материала основной шпонки фильтрационным потоком при ее заполнении, проходится скважина в деформационном шве здания ГЭС диаметром 370 мм, в скважину устанавливается полиэтиленовая перфорированная обсадная труба диаметром 355 мм. В установленную полиэтиленовую перфорированную трубу опускается инъекционный пакер и производится ее заполнение быстровспенивающимся пенополиуретаном, образующим

плотную водонепроницаемую пену, создающую уплотнение между смежными секциями.

Для устройства основной шпонки между существующей и временной шпонками проходится скважина диаметром 570 мм. По окончании бурения в скважину опускается инъекционный пакер и под давлением производится послойное заполнение шпонки низковязкой, мягкоэластичной в прореагированном состоянии смолой, обеспечивающей нормативную адгезию к бетону и создающей водонепроницаемое уплотнение деформационного шва по всей глубине. Существующая битумная шахтная шпонка и временная шпонка должны препятствовать протеканию в шов гидроизоляционного материала при заполнении им скважины основной шпонки [1]. Конструкция новых шахтных шпонок представлена на рис. 1.

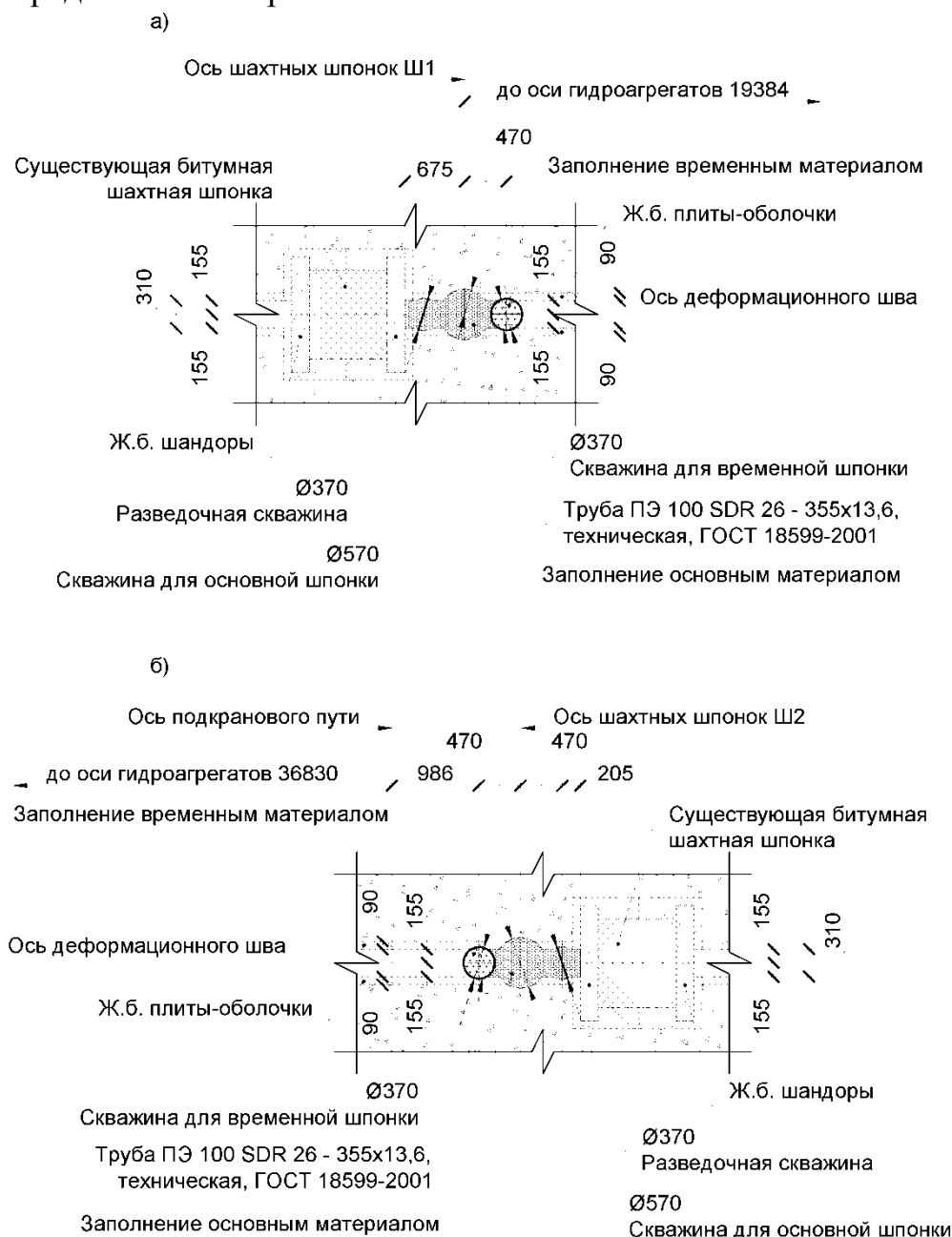


Рисунок 1. Конструкция новых шахтных шпонок

Для устройства основной шпонки должен быть выбран материал, отвечающий техническим требованиям (адгезия материала с бетоном и битумом, адгезия с ранее уложенным материалом (самосшиваемость), водонепроницаемость, предел прочности на сжатие, предел прочности на растяжение, относительное удлинение, диапазон температуры работы материала, допустимая температура при выполнении работ, плотность, вязкость). Показатели материала должны быть подтверждены лабораторными испытаниями и контролироваться как со стороны подрядчика, так и со стороны заказчика.

Поскольку данный вид работ относится к специальным видам работ, проектными решениями предусмотрено выделение первого этапа работ, на котором необходимо апробировать технологии бурения и заполнения новых шахтных шпонок, а также наблюдать за фильтрацией в течение одного календарного года.

При производстве работ было обнаружено, что в деформационном шве на глубине около 25 м находится строительный мусор (куски бетона, дерева, арматуры и других прокатных изделий) вперемешку с вытекшем битумом и частицами грунта.

Данные обстоятельства привели к значительному снижению производительности буровых работ, в том числе, за счет необходимости менять буровой инструмент в зависимости от наличия того или иного строительного мусора по высоте буровой колонны.

В настоящее время проектные решения доработаны на основе полученного опыта производства работ. Доработка, в основном, заключалась в замене бурового оборудования на более мощное и добавлении дополнительного бурового инструмента в зависимости от видов выявленного строительного мусора. В мае 2021 года технический заказчик планирует прохождение государственной экспертизы доработанной проектной документации.

Список использованных источников

1. Беллендир Е.Н., Ситнин О.О., Волгин Н.А. Проектная документация «Восстановление водонепроницаемости деформационных швов здания ГЭС и ВСП Жигулевской ГЭС» : в 28 т. – М.: АО «Институт Гидропроект» : 2019. – 8 т. – 141 с.
2. Паремуд С.П., Павлов А.П. Заключительный отчет об авторском надзоре за работами на гидроузле «Тишрин» на реке Евфрат : М.: ОАО «Институт Гидропроект» : 2011. – 107 с.
3. Разин, Н.В. Опыт строительства Волжской гидроэлектростанции имени В.И. Ленина : М.: Государственное энергетическое издательство : 1960. – 283 с.
4. Разин Н.В., Арнгольд А.В., Тригер Н.Л. Технический отчет о проектировании и строительстве Волжской ГЭС имени В.И. Ленина : в 2 т. – М.: Государственное энергетическое издательство : 1962. – 2 т. – 592 с.

Е.Э. Баракова, Е.Ю. Затеева
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ БЕЗОПАСНОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОГО РЕЖИМА ПРАВОБЕРЕЖНОЙ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ ИРКУТСКОЙ ГЭС ПО ДАННЫМ НАТУРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ И РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

This article discusses one of the reasons why the diagnostic control and measuring equipment exceeds its safety criteria. The assessment of safety criteria was carried out according to the data of field observations and with the help of regression analysis. Calculated safety criteria values are proposed.

Keywords: safety criteria, hydroelectric power station, earth dam, field observations, analysis, filtration processes, regression, model, strength, piezometer, control and measuring equipment.

Диагностика фильтрационных процессов путём сравнения данных натурных наблюдений с критериями безопасности (экспресс-анализ) позволила обнаружить ряд превышений как в пьезометрах, так и в дренажных колодцах в 2019 и 2020 годах.

В статье [1] было выдвинуто предположение, что проблема превышения критериальных значений в вышеуказанной КИА может свидетельствовать о возможном уменьшении фильтрационного сопротивления грунтов некоторых участков правобережной грунтовой плотины или о неправильной работе КИА или о некорректном назначении критериев безопасности для диагностической КИА.

Для исключения ослабления фильтрационной прочности участков плотины и для оценки достоверности показаний КИА в 2020 году были проведены геофизические исследования [2] и обследование пьезометрической сети с применением телеметрического оборудования, по результатам которых в теле плотины и ее основании не было выявлено аномалий в фильтрационном режиме, а 148 пьезометров (97%) признаны работоспособными. Оставшиеся 5 пьезометров являются ограниченно работоспособными, а неработоспособные пьезометры отсутствуют.

Рассмотрим последнюю версию превышения пьезометрами критериальных значений (K_1) – это их некорректное назначение.

Анализ показаний пьезометрической сети с K_1 2014 г. и 2019 г.

Произведем сравнение натурных наблюдений диагностических пьезометров и колодца №13 за последние 5 лет с критериями безопасности,

назначенными при пересмотре Деклараций безопасности в 2014 и в 2019 годах. Результаты сравнений представлены на рисунках 1–3.

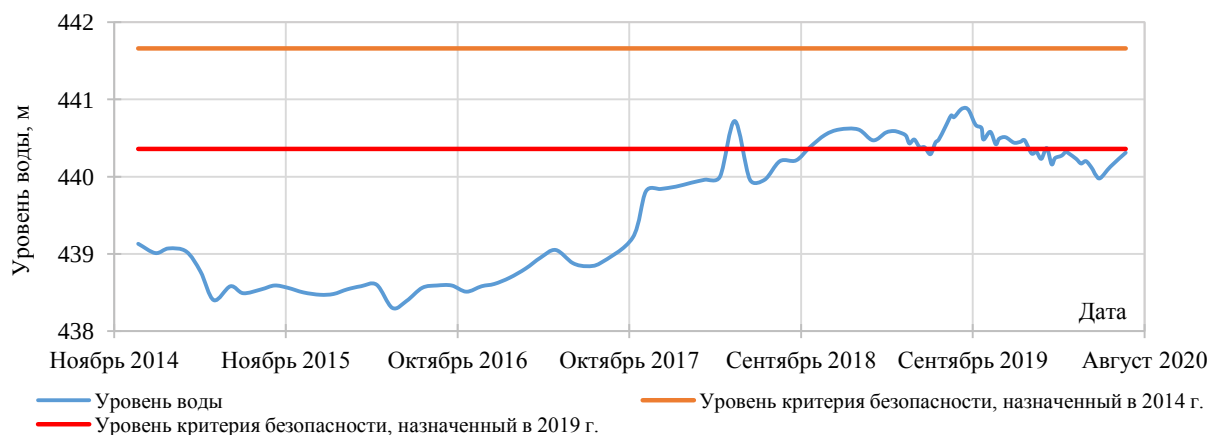


Рисунок 1. График сравнения пьезометрического уровня П2122 с К1

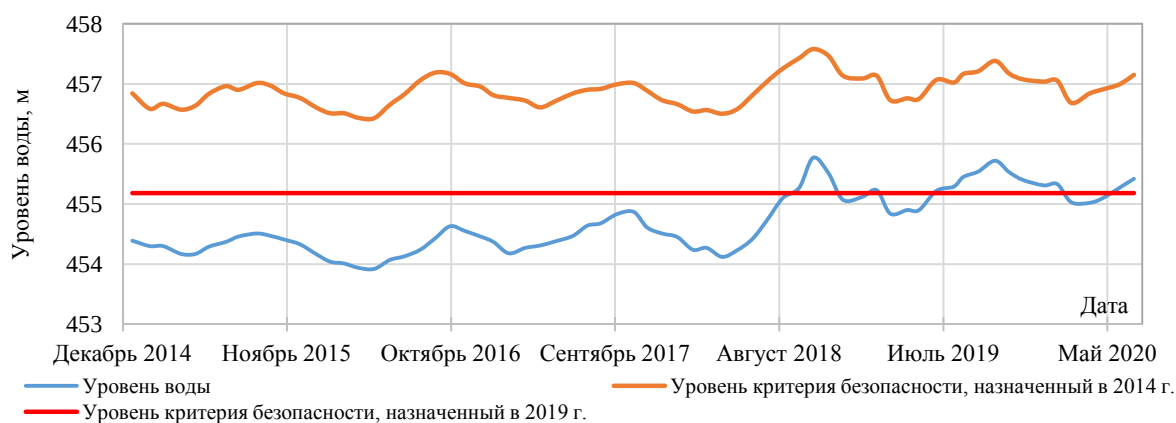


Рисунок 2. График сравнения пьезометрического уровня П2224 с К1

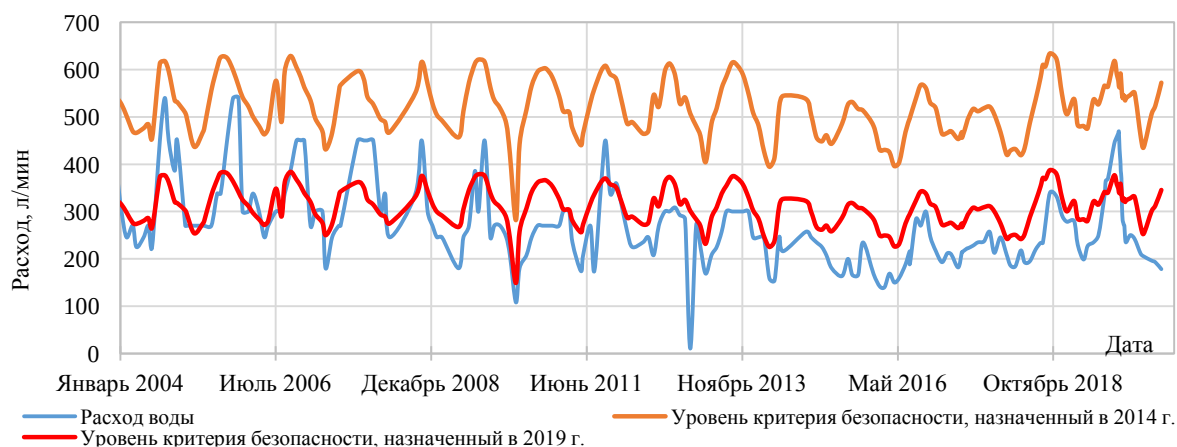


Рисунок 3. График сравнения дренажного расхода в КН№13 с К1

Из рисунков 1–2 видно, что в представленных пьезометрах наблюдается динамика повышения показаний, что привело к выходу за критерии безопасности 2019 года. Очевидно, что К1, назначенный в 2014 году, был гораздо выше назначенного в 2019 году и превышений по нему нет.

Интересен и тот факт, что исторический максимум расхода в колодце №13 был отмечен в 2005 году и достигал величины 541,23 л/мин, но превышений К1, назначенных позднее в 2009 и 2014 году не было (рисунок 3). Максимальный расход в 2019 году, равный 469,56 л/мин, – гораздо ниже исторического, превышает К1 2019 года. Данный факт может свидетельствовать о том, что при пересмотре критериев безопасности в 2019 году был взят короткий ряд наблюдений.

В связи с данными фактами, Генеральным проектировщиком были проведены поверочные расчеты, целью которых являлась проверка коэффициентов устойчивости низового откоса плотины Иркутской ГЭС для критериальных уровней депрессионной кривой, контролируемой по показаниям пьезометров. Из поверочных расчетов [3] следует, что при расчетных положениях уровня грунтовых вод по Декларациям 2014, 2019 годов выполняется нормативный коэффициент устойчивости в соответствии с требованиями для гидротехнических сооружений первого класса [4].

Более того, в [3] констатировано, что зафиксированные факты превышения К1, установленных в Декларации безопасности от 2019 г., не несут угрозы снижения коэффициента запаса по устойчивости низового откоса плотины ниже нормативных значений.

Таким образом, критерии безопасности Декларации от 2019 г. рекомендуется уточнить с учетом полного ряда наблюдений за пьезометрическими уровнями и фильтрационными расходами с целью исключения «ложных» превышений критериальных уровней безопасности.

Регрессионный анализ для пьезометров ПБ ГП

В связи с вышеизложенным выполним нахождение регрессионных уравнений для ряда пьезометров, выходящих за пределы К1 2019 года, используя базу данных с 2000 по 2020 годы, которые впоследствии применим для назначения критериев безопасности $K_1^{расч}$.

Задача построения регрессионной модели состоит в следующем: имеем некоторую зависимую переменную УГВ – уровень грунтовых вод в пьезометре, по которой существует ряд замеров за последние 20 лет, для которой нужно найти наиболее важные факторы, на нее влияющие. Предположим, что УГВ зависит от некоторого набора величин, основными из которых являются напор H и температура воды в пьезометре T , функционально связанные следующим образом:

$$УГВ = f(H, T). \quad (1)$$

Далее необходимо определиться с видом уравнения регрессии – математической формулой, применяемой к независимым переменным, чтобы лучше спрогнозировать зависимую переменную. Проанализируем несколько видов функций:

$$1) \text{ УГВ} = A_0 + A_1 \cdot H + A_2 \cdot T, \quad (2)$$

$$2) \text{ УГВ} = A_0 + A_1 \cdot H^2 + A_2 \cdot T^2, \quad (3)$$

$$3) \text{ УГВ} = A_0 + A_1 \cdot H + A_2 \cdot H^2 + A_3 \cdot T + A_4 \cdot T^2, \quad (4)$$

где H, T – независимые переменные;

A_0, A_1, A_2, A_3, A_4 – коэффициенты, которые рассчитываются в результате выполнения регрессионного анализа.

Для построения регрессионной модели зададимся рабочим интервалом 2000–2018 г.г., а для её проверки – верификационным 2019–2020 г.г.

Поочередно проведем регрессионный расчет, используя линейную (2), квадратичную (3) и комбинированную (4) функции, с использованием пакета анализа в Excel. После чего выберем оптимальную регрессионную модель.

Подробный расчет выполним на примере пьезометра П2122.

Для каждого вида регрессионной модели П2122 находим:

1. Коэффициенты при независимых переменных, воспользовавшись пакетом анализа в Excel (сервис → анализ данных → регрессия). Вводим во входной интервал Y диапазон значений $УГП$, а во входной интервал X – диапазон значений H и T .

2. Стандартную ошибку σ , которая рассчитывается в таблице «Регрессионная статистика».

3. Абсолютную ошибку Δ , которая в явном виде не указывается, но ее можно легко найти вручную: ищем max и min значения в столбце «Остатки».

4. Среднеквадратичное отклонение между каждой найденной прогнозной моделью и фактическим $УГП$ для верификационного интервала.

По данным ошибкам будем оценивать пригодность каждой из моделей.

Для применения той или иной модели в качестве критериального уравнения необходимо учесть доверительный интервал – диапазон значений, в котором с данной доверительной вероятностью, например, 95%, может появиться оцениваемый параметр $УГП$. Расчётный $K1$ будет иметь вид:

$$K_1^{расч} = УГВ + t_{0,95} \cdot \sigma, \quad (5)$$

где $t_{0,95}$ – коэффициент Стьюдента, назначаемый в зависимости от количества наблюдений n за диагностическим показателем УГВ для доверительного интервала с вероятностью $\alpha = 0,95$ [5]; σ – среднеквадратичное отклонение.

Результаты расчета регрессионных моделей трех видов представим в таблице 1 для выбора наилучшей из них.

Таблица 1. Результаты расчета регрессионных моделей для П2122

Вид модели	Модель	$\sigma, \text{ м}$	$\Delta_{min}, \text{ м}$	$\Delta_{max}, \text{ м}$
$УГВ = A_0 + A_1 \cdot H + A_2 \cdot T$	$УГВ = 440,09 + 0,001 \cdot H - 0,02 \cdot T$	0,81	-1,70	3,69
$УГВ = A_0 + A_1 \cdot H^2 + A_2 \cdot T^2$	$УГВ = 440,02 + 0,00009 \cdot H^2 - 0,001 \cdot T^2$	0,81	-1,67	3,66
$УГВ = A_0 + A_1 \cdot H + A_2 \cdot H^2 + A_3 \cdot T + A_4 \cdot T^2$	$УГВ = 552,31 - 7,66 \cdot H + 0,13 \cdot H^2 + 0,04 \cdot T - 0,003 \cdot T^2$	0,81	-1,72	3,57

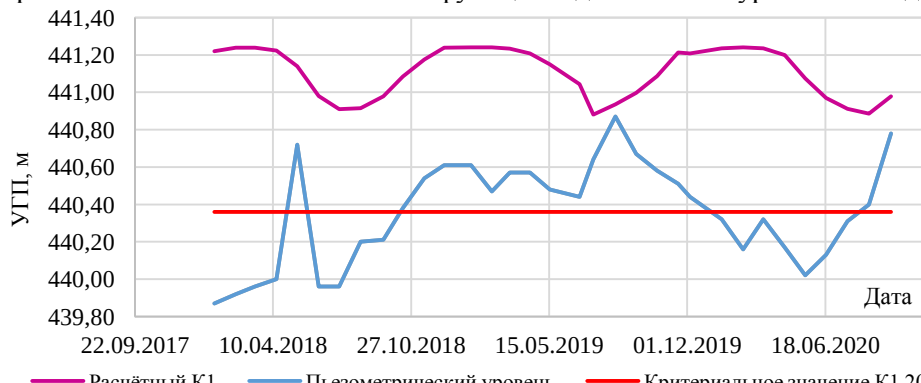
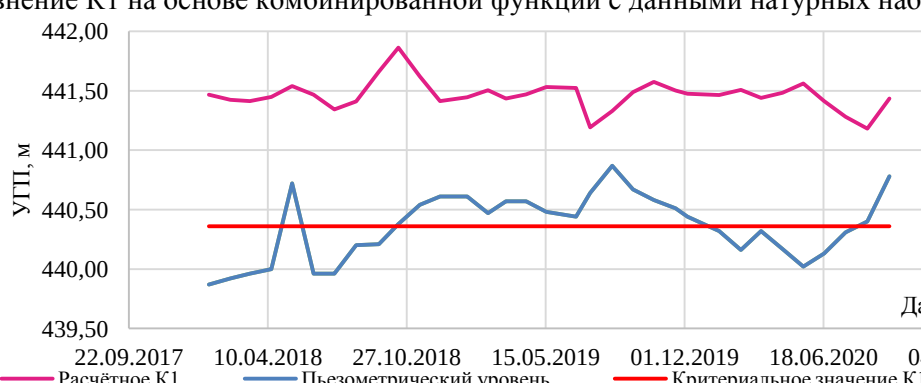
Для трех видов регрессионных моделей стандартная ошибка по отношению ко всему ряду одинакова и равна $\sigma = 0,81$, поэтому выбор модели будем осуществлять по наименьшему среднеквадратичному отклонению на верификационном интервале (таблица 2).

Результаты расчета критериев безопасности К1 на основе регрессионных моделей с учетом доверительных интервалов, а также их сравнение с базой данных фактических УГП представлены в таблице 2.

Из графической части таблицы 2 видно, что превышения расчетного К1 отсутствуют, причем для его назначения был взят меньший доверительный интервал с вероятностью 95%, когда в 2019 году была принята вероятность 99%. Важно отметить, что при использовании расчетного К1 устойчивость откосов плотины соответствует условиям из [4].

Также по результатам расчетов наименьшее среднеквадратичное отклонение для верификационного интервала наблюдается с применением квадратичной регрессионной модели, что говорит о ее большей точности. В связи с этим данную квадратичную модель принимаем для расчета критериальных значений оставшихся пьезометров, по которым наблюдались превышения критериев безопасности К1 2019 года.

Таблица 2. Результаты расчета критериев безопасности для П2122

Критериальные значения K1	Среднеквадратичное отклонение σ , м	Коэффициент Стьюдента $t_{0,99}$
$K_1^{расч} = 431,21 + 0,001 \cdot H - 0,02 \cdot T$	0,56	2,0
Сравнение K1 на основе линейной функции с данными натурных наблюдений:  — Расчетный K1 — Пьезометрический уровень — Критерияльное значение K1 2019 г.		
$K_1^{расч} = 440,98 + 0,0001 \cdot H^2 - 0,001 \cdot T^2$	0,48	2,0
Сравнение K1 на основе квадратичной функции с данными натурных наблюдений:  — Расчетный K1 — Пьезометрический уровень — Критерияльное значение K1 2019 г.		
$K_1^{расч} = 554,25 - 7,66 \cdot H + 0,13 \cdot H^2 + 0,04 \cdot T - 0,003 \cdot T^2$	0,97	2,0
Сравнение K1 на основе комбинированной функции с данными натурных наблюдений:  — Расчетное K1 — Пьезометрический уровень — Критерияльное значение K1 2019 г.		

Результаты наиболее наглядных вариантов, рассчитанных по вышеописанной методике, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета K1 для ряда пьезометров

Название пьезометра	Критериальное значение $K_1^{расч}$, графическое представление
П1525	$K_1^{расч} = 433,19 - 0,0013 \cdot H^2 + 0,0011 \cdot T^2$ УГП, м Месяц, год Сентябрь 2017 Октябрь 2018 Декабрь 2019 Январь 2021 — Фактический УГП — Расчетный K1 — Критерий безопасности 2019 г.
П1952	$K_1^{расч} = 436,59 - 0,004 \cdot H^2 + 0,0023 \cdot T^2$ УГП, м Месяц, год Сентябрь 2017 Октябрь 2018 Декабрь 2019 Январь 2021 — Фактический УГП — Расчетный K1 — Критерий безопасности 2019 г.
П2223	$K_1^{расч} = 450,01 + 0,0031 \cdot H^2 - 0,00002 \cdot T^2$ УГП, м Месяц, год Сентябрь 2017 Октябрь 2018 Декабрь 2019 Январь 2021 — Фактический УГП — Расчетный K1 — Критерий безопасности 2019 г.

Продолжение таблицы 3

Название пьезометра	Критериальное значение $K_1^{расч}$, графическое представление
П2224	$K_1^{расч} = 450,34 + 0,0063 \cdot H^2 + 0,0019 \cdot T^2$ УГП, м Месяц, год Сентябрь 2017 Октябрь 2018 Декабрь 2019 Январь 2021 — Фактический УГП — Расчетный К1 — Критерий безопасности 2019 г.
П2475	$K_1^{расч} = 434,49 - 0,004 \cdot H^2 - 0,00012 \cdot T^2$ УГП, м Месяц, год Сентябрь 2017 Октябрь 2018 Декабрь 2019 Январь 2021 — Фактический УГП — Расчетный К1 — Критерий безопасности 2019 г.

По результатам, представленным в таблице 3, видно, что за период исследований превышения расчетных K_1 отсутствуют, что не скажешь о критериях безопасности 2019 года. При этом расчетные K_1 для всех пьезометров обеспечивают необходимую устойчивость откосов плотины [4].

Таким образом, данный регрессионный анализ еще раз подтвердил необходимость пересмотра критериев безопасности от 2019 года для фильтрационного режима правобережной плотины Иркутской ГЭС.

Список использованных источников

1. Баракова Е.Э., Затеева Е.Ю. Анализ фильтрационных потоков через тело грунтовой плотины Иркутской ГЭС // Гидроэлектростанции в XXI веке. – 2020. – С. 19–23.
2. Технический отчет по договору №3-2020ГС от 01.05.2020 Комплексное обследование правобережной грунтовой плотины ИГЭС. – М.: г. Санкт-Петербург, 2020. – С. 145.

3. Технический отчет «Сопровождение эксплуатации Иркутской ГЭС Генеральным проектировщиком». – М.: г. Санкт-Петербург, 2020. – С. 60.
4. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*». – М.: Стандартинформ, 2019 – С. 102.
5. Попов Е.А., Успенская Г.И. Статистическая обработка результатов измерений в лабораторном практикуме: Учебное пособие. – М.: Нижний Новгород, 2015. – С. 15.

Е.Э. Баракова

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРАВОБЕРЕЖНОЙ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЕ ИРКУТСКОЙ ГЭС

This article presents the results of studying the filtration processes of the right-bank earth dam using geophysical methods and the operability of instrumentation using telemetry equipment.

Keywords: hydroelectric power station, earth dam, observations, measurements, analysis, geophysics, video logging, research, instrumentation, filtration processes.

Диагностика фильтрационных процессов путем сравнения данных натурных наблюдений с критериями безопасности (экспресс-анализ) позволила обнаружить ряд превышений как в пьезометрах, так и в дренажных колодцах в 2019 году.

В статье [1] было выдвинуто предположение, что проблема превышения критериальных значений в вышеуказанной КИА может свидетельствовать о возможном уменьшении фильтрационного сопротивления грунтов некоторых участков правобережной грунтовой плотины (ПБГП) или о некорректном назначении критериев безопасности.

Для исключения ослабления фильтрационной прочности участков плотины и неправильной работы КИА в 2020 году были проведены следующие исследования:

1. Геофизические исследования различными методами для определения зон повышенной фильтрации через ядро плотины на участке ПК21 – ПК26,
2. Обследование пьезометрической сети правобережной плотины с применением телеметрического оборудования (видеокаротажа) и оценка достоверности показаний КИА.

Рассмотрим основные результаты проведенных исследований.

Геофизические исследования фильтрационных процессов

Обследование участка правобережной грунтовой плотины с ПК13 по ПК34 с применением геофизических методов было проведено ООО «Спецгеосервис» согласно [2] и представлено в Техническом отчете [3].

В состав комплексных геофизических изысканий входили исследования

методами электротомографии (основной), естественного поля и георадиолокации (вспомогательные). Привязка геофизических профилей на местности выполнялась посредством рулетки и геодезического GPS-приемника «Garmin 76CSx», представленного на рисунке 1.



Рисунок 1. Внешний вид GPS-приемника «Garmin 76CSx»

Метод георадиолокационного профилирования (ГРЛП) использовался для определения участков наиболее активной фильтрации и обнаружения локальных повышений кривой депрессии между пьезометрами на участке ПК20 – ПК34.

Профили наблюдений располагались над трассой трубчатого дренажа, а также поперек него через каждые 25 метров между створами.

На каждом профиле регистрировалась непрерывная радарограмма с записью электромагнитных сигналов, отраженных от границ раздела сред с различными электрическими свойствами. Привязка по профилю измерений выполнялась при помощи GPS-приемника с одновременным пикированием на радарограмме видимых элементов конструкций (пьезометров и т. д.) вблизи профиля.

Полученные в ходе съемки радарограммы обрабатывались ООО «Спецгеосервис».

Впоследствии на каждой радарограмме отмечались участки записи, в пределах которых по характеру волновой картины определялась граница

между аэрированными грунтами и водонасыщенными, граница между основными геологическими разностями и т. д. Отражения от локального предмета в виде гиперболы (рисунок 2), в пределах профиля, позволяют легко определить диэлектрическую проницаемость грунта.

В результате проведенных геофизических работ методом георадарного профилирования были получены, обработаны и проанализированы разрезы по 3-м профилям: гребню нижнего бьефа (НБ), средней берме и низовому клину.

По профилю гребня нижнего бьефа выявлена однородная картина, а локальные отражения в виде гипербол приурочены к воздушным помехам.

Проанализировав всю имеющуюся информацию по двум другим профилям, можно отметить сходимость положения кривой депрессии в районе дренажа плотины по данным натурных наблюдений и по результатам георадарного обследования.

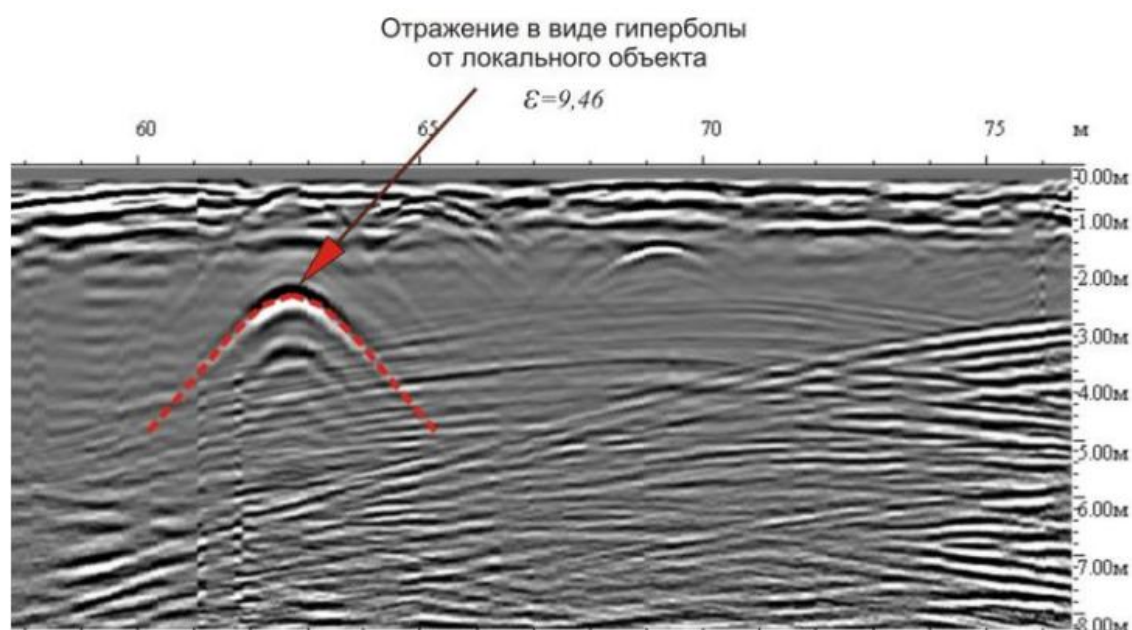


Рисунок 2. Пример радарограммы с отражением от локального объекта

Таким образом, по результатам георадарных исследований между существующими пьезометрическими створами отсутствуют участки, характеризующиеся отклонениями от штатного режима фильтрации.

Метод электротомографии (ЭТ) был предназначен для детального изучения строения и состояния техногенных грунтов плотины по изменениям электрофизических свойств пород.

Участок работ, проведенных данным методом, находился в пределах ПК20 – ПК34. Профили исследований располагались следующим образом: 1 профиль на гребне НБ, профили 2 и 3 – на средней берме и низовом клине (рисунок 3).



Рисунок 3. Выполнение измерений методом электротомографии

Работы выполнялись многоэлектродной электроразведочной станцией «Скала-48», представленной на рисунке 3.

Дифференциация грунтов проводилась на основе информации о распределении величины удельного электрического сопротивления (ρ_k) в разрезе участков исследований.

В результате проведенных геофизических работ методом электротомографии были получены, обработаны и проанализированы разрезы по 3-м профилям, отображающие распределение значений удельных электрических сопротивлений вдоль профиля наблюдения на глубину 35–40 м от поверхности.

Разрез по профилю 1, расположенный на гребне плотины, в геоэлектрическом отношении можно представить четырехслойным. Сопротивления слоев в пределах профиля меняются от 10 до 600 Ом·м.

Разрез по профилю 2, расположенный на берме плотины, в геоэлектрическом отношении можно представить трехслойным. Сопротивления слоев в пределах профиля меняются от 50 до 2000 Ом·м.

Разрез по профилю 3, расположенный на низовом клине, в геоэлектрическом отношении можно представить четырехслойным. Сопротивления слоев в пределах профиля меняются от 50 до 2000 Ом·м.

Назначением *метода естественного поля (ЕП)* являлось детальное изучение направления движения фильтрационного потока через плотину.

Работы выполнялись по 4-м профилям (ПК14 – ПК32). Съемка выполнялась по способу потенциала, т. е. неподвижный электрод сравнения N устанавливался на опорном пункте, а подвижный М передвигался по профилю с постоянным шагом, равным 10 м.

Ежедневно проводились измерения на контрольном пункте, которые

характеризовались устойчивостью во времени и не превышали значения в 5–7 мВ. При производстве работ были использованы неполяризующиеся электроды сравнения ВИРГ, показанные на рисунке 4, которые устанавливались в предварительно созданные и увлажненные в грунте лунки.



Рисунок 4. Электроды сравнения ВИРГ

Разность потенциала регистрировалась электроразведочным измерителем, предназначенным для проведения работ на постоянном токе.

По результатам обработки графиков распределения потенциала естественного электрического поля по профилям следует:

- по профилю №1, расположенному на гребне плотины со стороны ВБ, средний уровень сигнала потенциала естественного поля лежит в пределах от -10 mV до $+60\text{ mV}$, что свидетельствует о низких скоростях фильтрационных потоков в грунтах с плавным повышением скорости фильтрационного потока ближе к правому берегу;

- по профилю №2, расположенному на гребне плотины со стороны НБ, средний уровень сигнала потенциала естественного поля лежит в пределах от $+170\text{ mV}$ до -30 mV , с явно выраженным «переломом» в районе ПК27. Данная особенность в поведении сигнала обусловлена отсутствием зоны цементации после ПК27, и, как следствие, наличием более мощной зоны разгрузки в грунты основания фильтрационного потока со стороны верхнего бьефа;

- по профилю №3, расположенному на средней берме плотины, уровень сигнала потенциала естественного поля лежит в пределах от -150 mV до $+20\text{ mV}$, с явно выраженными сменами характера поля фильтрации в районе ПК23 и ПК27. Данная особенность в поведении сигнала обусловлена границей суглинистого ядра на ПК23 и началом в районе ПК27 закрытого трубчатого дренажа;

- по профилю №4, расположенному на низовом клине, уровень сигнала потенциала естественного поля лежит в пределах от $+40\text{ mV}$ до $+30\text{ mV}$, что

свидетельствует о низких и равномерных скоростях фильтрационного потока.

Сопоставляя данные электротомографии и данных метода естественного поля, заметна высокая сходимость полученных данных.

Выводы по результатам геофизических исследований

По результатам геофизических исследований была получена информация о характере фильтрационных процессов, происходящих в плотине:

- в настоящий момент эксплуатации в пределах обследуемого участка плотины (ПК14 – ПК33) в теле плотины и ее основании не выявлено аномалий в фильтрационном режиме плотины;

- на участке цементации основания фильтрационный поток равномерно распределен, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии зоны контакта ядра и цементационной завесы;

- в районе расположения закрытого трубчатого дренажа аномальных участков по данным геофизики не выявлено.

Обследование пьезометрической сети правобережной плотины с применением видеокаротажа и оценка достоверности показаний КИА

Обследование пьезометров, установленных на правобережной грунтовой плотине при помощи телеметрического оборудования (рисунок 5) было выполнено группой наблюдений за гидротехническими сооружениями Иркутской ГЭС в феврале – мае 2020 года.



Рисунок 5. Телеметрическое оборудование

По результатам обследования были получены видеозаписи внутреннего пространства пьезометров, на основании которых был проведен анализ состояния КИА и сравнение с данными паспортов.

В ходе видеокаротажа для всех анализируемых пьезометров, расположенных на гребне правобережной плотины со стороны ВБ (60 ед.) и НБ (39 ед.), а также на низовом клине (54 ед.) был выполнен промер глубин.

На основе сопоставления паспортных данных и полученных данных по глубине пьезометров была определена степень заиленности их фильтров.

Пьезометры по степени заиленности фильтров были распределены на 3 группы: неработоспособные (с полностью заиленным фильтром либо забитые посторонним предметом), ограниченно работоспособные (с высокой степенью заиленности фильтра либо с частично заиленным фильтром) и работоспособные (со средней и слабой степенями заиленности фильтра либо с чистым фильтром).

Из анализа данных видеокаротажа пьезометров, расположенных на гребне со стороны ВБ, следует:

- 4 пьезометра ограниченно работоспособны: №№ 1511, 1912, 1412, 1413;

- 56 пьезометров работоспособны.

По результатам видеокаротажа пьезометров, расположенных на гребне со стороны НБ, следует, что все 39 пьезометров работоспособны.

По результатам видеокаротажа пьезометров, расположенных на низовом клине, следует, что:

- 1 пьезометр ограниченно работоспособный: № 1872;

- 53 пьезометра работоспособны.

Важно отметить, что указанный в статье [1] перечень пьезометров, в которых зафиксировано превышение критерия безопасности 1-го уровня (K1), по анализу видеокаротажа признан работоспособным.

Вернемся в пьезометру № 2122, в котором зафиксировано превышение K1 с 2018 года. Исследование показало, что состояние трубы и фильтра очень хорошее, фильтр чист (рисунок 6, б). Можно с уверенностью сказать, что данное превышение не связано с возможным отклонением в работоспособности КИА.



Рисунок 6. Пьезометрическая скважина П2122
а) внешний вид скважины; б) состояние фильтра

Результаты анализа видеокаротажа пьезометров

1) 148 единиц пьезометров (97%), находятся в работоспособном состоянии, оставшиеся 5 пьезометров – ограниченно работоспособные. Неработоспособные пьезометры отсутствуют;

2) достоверность показаний КИА подтверждена, поэтому превышение критериев в ряде пьезометров нельзя отнести как результат их неправильной работы;

3) в 5 ограниченно работоспособных пьезометрах с связи с заиленностью фильтров не наблюдалось резкого роста уровней воды, а также превышений К1.

Таким образом, превышение критериев безопасности в пьезометрах вызвано их некорректным назначением.

Список использованных источников

1. Баракова Е.Э., Затеева Е.Ю. Анализ фильтрационных потоков через тело грунтовой плотины Иркутской ГЭС // Гидроэлектростанции в XXI веке. – 2020. – С. 19–23.

2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований. – М.: ФГУП «ПНИИИС» Госстроя России, 2004. – С. 50.

3. Технический отчёт по договору №3-2020ГС от 01.05.2020 «Комплексное обследование правобережной грунтовой плотины ИГЭС». – М.: г. Санкт-Петербург, 2020. – С. 145.

А.К. Розикова

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, рп. Черемушки

Научный руководитель:
А.М. Волошин

РАЗРАБОТКА НОВОГО МЕТОДА ФИЛЬТРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИМИ СООРУЖЕНИЯМИ

Filtration control is necessary to ensure the reliability and safety of a hydraulic structure. Therefore, the creation of a new method of filtering control based on the optical sensor of the PAW3401 touch mouse.

Keywords: hydraulic structures, filtration, filtration control, program for Arduino, Arduino Uno, microcontroller, accuracy, turbine flow meter, optical sensor, computer mouse

Введение

Гидротехнические сооружения являются одним из основных элементов электростанции. Как показал отечественный и зарубежный опыт, ГТС характеризуются как сооружения повышенной потенциальной опасности. Необходимость фильтрационного контроля состояния гидротехнических сооружений обусловлена масштабом стихийных бедствий, возникающих в случае аварии, поэтому обеспечение надежности и безопасности ГТС является важнейшей задачей.

На сегодняшний день на гидроэлектростанциях используют несколько методов измерения фильтрационного расхода через тело бетонной плотины.

- **Объемный метод**

Поток жидкости направляется в мерную емкость, на которую нанесена шкала. Фиксируется время, за которое жидкость наполнит емкость до некоторой отметки. Зная геометрические размеры емкости, можно определить, какой объем был заполнен жидкостью, и вычислить объемный расход.

В связи с тем что измерения производятся визуально, с ручной фиксацией времени, погрешности объемного способа измерения расхода связаны с неточностью измерения времени, величины заполнения емкости (по линейке). Кроме того, объем жидкости зависит от температуры, поэтому нагрев или охлаждение жидкости могут влиять на показания при измерениях.

- **Механический метод**

При механическом способе измерения расхода фиксируется частота вращения подвижного элемента — турбины, крыльчатки и т. п. Для этого одна или несколько лопаток турбины могут быть изготовлены из немагнитного материала, а другие — из магнитного.

Турбинный расходомер представляет собой цилиндрический корпус, в котором установлена турбина. При прохождении потока жидкости турбина будет вращаться, чем выше расход, тем быстрее будет вращаться турбина. При прохождении лопатки увеличивается индуктивность. С помощью этого фиксируется скорость вращения турбины. Произведя тарировку прибора, можно будет судить о расходе жидкости, зная частоту вращения турбины.

Основными факторами, влияющими на погрешность измерения в данном случае, будут: силы трения, инерционность подвижных частей, стекание жидкости на малых расходах.

- **Ультразвуковой метод**

В поток, как правило, на дно, монтируются первичные преобразователи скорости и уровня. Скорость определяется по методу Доплера — в поток излучается ультразвуковой сигнал, который отражается от взвешенных частиц в потоке. Затем датчик скорости принимает отраженный сигнал и определяет скорость движения частиц по смещению частоты колебания относительно излученного сигнала.

Погрешность составляет $\pm 5\%$. Недостатком является необходимость периодической очистки датчиков.

Данные способы имеют невысокую точность и являются неавтоматизированными, поэтому необходимо разработать новый более точный и автоматизированный метод измерения фильтрационного расхода.

Техническая часть

Бесконтактно измерить фильтрационный расход можно, зная скорость движения потока и площадь сечения воды в лотке. Для этого изготавливается лоток заданного сечения, а уровень жидкости в нем можно определить с помощью ультразвукового датчика.

На первом этапе исследования определим скорость движения потока.

Возможным решением может являться разработка устройства на базе оптического датчика сенсорной мыши PAW3401. Он представляет собой КМОП-оптический датчик мыши с PS/2 интерфейсом, который служит в качестве немеханического механизма оценки движения для реализации компьютерной мыши. PAW3401 основан на новой технологии оптической навигации, которая измеряет изменения положения путем оптического получения последовательных изображений поверхности (кадров) и математического определения направления и величины движения.

С помощью микроконтроллера ArduinoUno, среды программирования Arduinoide и библиотеки для связи микроконтроллера с сенсорной мышью

PS2.h можно получить координаты перемещения мыши. Далее с помощью математических вычислений можно получить скорость перемещения.

На рисунке 1 представлена схема подключения сенсорной мыши к микроконтроллеру ArduinoUno.

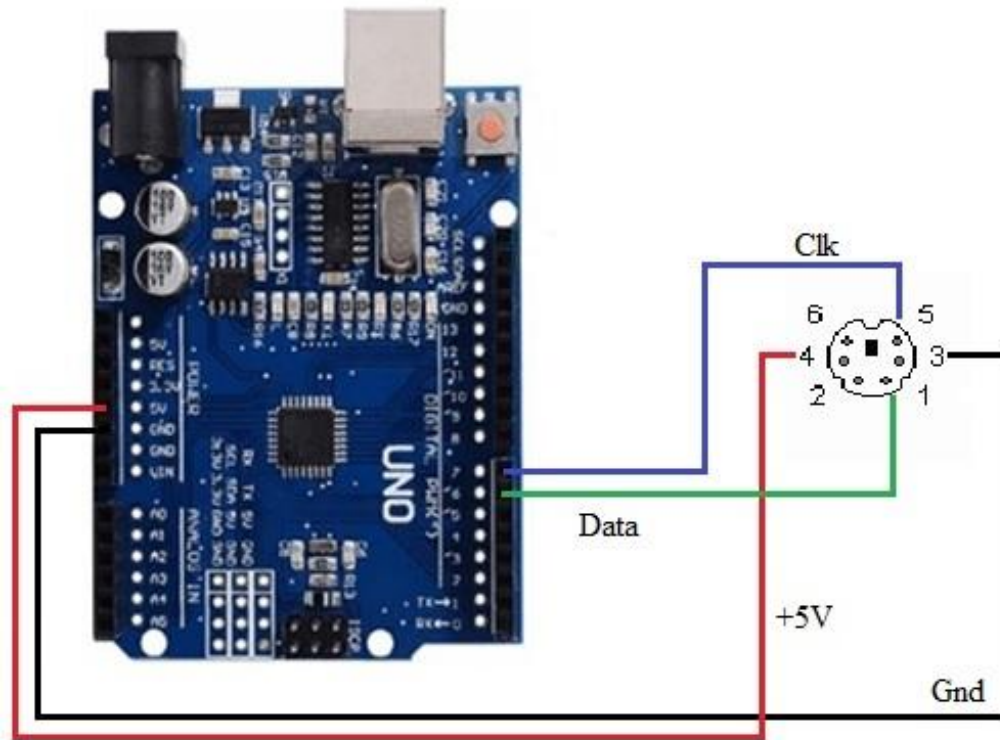


Рисунок 1. Схема подключения сенсорной мыши к микроконтроллеру ArduinoUno

Программа измерения скорости перемещения для Arduino UNO:

```
#include <ps2.h> // Подключение библиотеки PS2.h
#include "GyverFilters.h" // Подключение библиотеки Гайвера для
фильтрации бегущим средним
GFilterRA filter; // название функции фильтра бегущим средним
float x, y, X, Y, R, T, V;
float xx = 0;
float yy = 0;
float TT = 0;
float TTT = 0;
int row_excel = 0; // количество строк
float average; // вводится переменная для усредненного значения
PS2 mouse(7, 6); //Пин 6 - data, Пин 7 - clock
// Инициализация мыши
void mouse_init()
{
```

```

    mouse.write(0xff); // сброс
    mouse.read(); // опрос
    mouse.read(); // пустой
    mouse.read(); // пустой
    mouse.write(0xf0); // устанавливается удаленный режим
    mouse.read();
    delayMicroseconds(10);
}
void setup()
{
    Serial.begin(9600); // Инициализация последовательного порта
    mouse_init();
    Serial.println("CLEARDATA"); // очистка листа excel
    Serial.println("LABEL,Time,Speed,Average, Num Rows"); // заголовки
    столбцов
    filter.setCoef(0.1); // установка коэффициента фильтрации (0.0... 1.0).
    Чем меньше, тем плавнее фильтр
    filter.setStep(10); // установка шага фильтрации (мс). Чем меньше, тем
    резче фильтр
}
void loop()
{
    char mstat;
    char mx;
    char my;
    // Получение значений и их передача
    mouse.write(0xeb); // прочитать данные
    mouse.read();
    mstat = mouse.read();
    mx = mouse.read();
    my = mouse.read();
    y = y + my;
    x = x + mx;
    T = millis();
    if (xx==x && yy==y){
        V=0;
    }
    else {
        Y = (y-yy)/305.0;
        X = (x-xx)/305.0;
        R = sqrt(pow(X, 2)+pow(Y, 2));
        TTT = T-TT;
        V = R/TTT*1000.0; // Скорость перемещения
    }
}

```

```

    }
    yy= y;
    xx= x;
    TT=T;
    average = filter.filteredTime(V); //команда начать фильтрацию бегущим
средним
    row_excel++; // номер строки + 1
    Serial.print("DATA,TIME,"); // запись в excel текущей даты и времени
    Serial.print(V);
    Serial.print(",");
    Serial.print(average);
    Serial.print(",");
    Serial.println(row_excel);
    // если строк больше 100, то начинаем заполнять строки по новой
    if (row_excel > 100){
        row_excel = 0;
        Serial.println("ROW,SET,2");
    }
    delay(1); // задержка
}

```

Принцип действия основан на измерении оптическим датчиком сенсорной мыши PAW3401 координат x и y при движении потока. Далее с помощью математических вычислений из координат получаем вектор перемещения (1).

$$R = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (1)$$

Затем вычисляем скорость перемещения по формуле (2).

$$V = \frac{R}{T}, \quad (2)$$

где T – время, за которое был измерен вектор перемещения;

R – вектор перемещения.

Все полученные данные фиксируется с помощью PLX-DAQ в таблице excel. Предполагается, что в полученных значениях перемещения будут присутствовать выбросы, их необходимо сгладить с помощью фильтра «Бегущее среднее», который описан в библиотеке Гайвера.

Было проведено множество экспериментов, в результате которых было выявлено, что оптический датчик сенсорной мыши PAW3401 способен измерять скорость движения потока в диапазоне от 0 мм/с до 159,2 мм/с. Небольшая часть результатов измерения представлена в таблице 1.

Таблица 1. Результаты измерения

Время проведения измерения	R, мм	T, мс	V, мм/с	Усредненное значение V, мм/с
12:05:31	0,00	0	0	0
12:05:31	0,14	20	6,79	0,69
12:05:31	0,26	35	7,42	1,36
12:05:31	0,35	36	9,76	4,64
12:05:31	0,38	37	10,24	5,69
12:05:31	0,42	37	11,42	6,26
12:05:31	0,44	37	12	9,94
12:05:31	0,45	36	12,5	9,48
12:05:31	0,51	38	13,38	11,04
12:05:31	0,59	39	15,1	11,44
12:05:31	0,59	38	15,5	11,85
12:05:31	0,59	39	15,1	12,17
12:05:31	0,59	38	15,5	12,51
12:05:31	0,59	38	15,92	14,37

Следующим этапом исследования будет определение площади поверхности воды в лотке, для дальнейшего определения расхода.

Заключение

Предложен новый метод измерения фильтрационного расхода на базе оптического датчика сенсорной мыши PAW3401.

Список использованных источников

1. СТО 17330282.27.140.004-2008. Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введ. – 2008-04-15. М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
2. Техническая информация оптический датчик мыши PAW3401. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.picbasic.ru/_fr/1/PAW3401_SPEC_V1.pdf.

СЕКЦИЯ «Н»	

**ПРОГРЕССИВНЫЕ МЕТОДЫ
И ИНСТРУМЕНТЫ НАТУРНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СОСТОЯНИЯ
СООРУЖЕНИЙ И ОСНОВАНИЙ**

М.А. Баклашова
Филиал АО «Институт Гидропроект» – «ЦСГНЭО»
г. Москва

**ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТРОИТЕЛЬНО-
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ВОДОСБРОСОВ КОМПЛЕКСОМ
МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ**

A set of non-destructive testing methods was selected to assess the real technical condition of construction and operational spillways. The advantage of the complex is the multi-scale control methods, which make it possible to assess not only the reinforced concrete structures of the tunnel, but their conjugation with the array and the state of the adjacent array as a whole. The article provides approbation examples of the set of methods by employees of the Branch of the Design and Research Institute “Gidroproekt” named after S.Ya. Zhuk – Center for Geodynamic Observations in the Energy Industry (CSGNEO) during the examination of the construction and operational spillways at various hydroelectric power plants.

Keywords: construction and operational spillway, non-destructive testing methods, concrete defects, concrete strength, rebound method, ultrasound method, ground-penetrating radar.

Эксплуатация подземных сооружений, в особенности железобетонных гидротехнических туннелей, в связи с их специфичностью, сопряжена с различными физическими, химическими и геологическими процессами, которые оказывают сильное влияние на железобетонные конструкции и могут приводить к негативным последствиям по мере своего развития. К ним относятся изменения физико-механических свойств бетона, тектонические явления, характерные для горного рельефа, изменения гидрогеологических условий, активизирующие, например, миграционные процессы подземных вод и их воздействие на бетон и вмещающий массив, а также изменения напряженно-деформированного состояния массива и бетона и др. В связи с этим для недопущения возникновения аварийных ситуаций в результате воздействия на железобетонные конструкции природных и техногенных факторов все эксплуатируемые гидротехнические сооружения уже после нескольких лет работы подлежат периодическому обследованию с целью оценки соответствия технического состояния сооружений нормам безопасности и своевременного проведения ремонтно-восстановительных работ.

Однако водопропускные сооружения непрерывно эксплуатируются в течение десятков лет и достаточно сложны для исследования, так как

туннели строительно-эксплуатационных водосбросов (СЭВ) обычно имеют большую протяженность, чаще всего частично обводнены и в большинстве случаев труднодоступны, поэтому оценка состояния конструкций в большинстве своем осуществляется уже в период истечения их нормативного срока службы. При этом сооружения останавливаются на обследование и ремонтно-восстановительные мероприятия на очень короткий период по технико-экономическим показателям. В связи с этим обследование гидротехнических туннелей считается одной из наиболее сложных задач, и на сегодняшний день важным является оперативное проведение обследования СЭВ и в целом железобетонных конструкций гидротехнических сооружений.

Основные задачи при обследовании таких конструкций – оценка непосредственно самого бетона отделки, а также контроль состояния контакта бетона с вмещающим массивом. Анализ нормативно-технических документов, действующих в России и за рубежом, показывает, что большинство применяемых на сегодняшний день методов для решения этих задач дорогостоящие, трудоемкие и не применимы в столь сложных условиях. Тем более большинство из них – разрушающие методы контроля, которые нарушают целостность и снижают несущую способность конструкций.

Для изучения реального состояния туннелей СЭВ подобран следующий комплекс неразрушающих методов, которые позволяют изучить не только поверхностный бетонный слой, соответствующий зоне ослабления, но и конструктивный бетон, а также оценить состояние контакта «бетон – массив»:

- 1) визуально-инструментальное обследование – для оценки состояния сооружения по внешним визуальным признакам, включая описание размеров дефектов и габаритов разрушенных участков [1];
- 2) склерометрия (метод упругого отскока) – для исследования прочности поверхностного слоя бетона [2,3];
- 3) ультразвуковое исследование – для исследования поверхностного слоя и прочности конструктивного бетона [2,4];
- 4) георадиолокационное исследование – для выявления неоднородностей (трещин, пустот, плохо провибрированных участков) в бетоне, выявления нарушений в области «бетон – вмещающий массив», в том числе оконтуривание пустот в заоблицовочном пространстве и определение участков, где необходима заполнительная цементация; выявления неоднородностей (трещиноватых зон, зон повышенной фильтрации) в приконтактной зоне массива.

Особенностью данного комплекса является не только совмещение геомеханических и геофизических методов неразрушающего контроля, но и разномасштабность исследований, которая позволяет дать реальную оценку

состояния железобетонных конструкций в целом и выявить причины развития дефектов.

Данный комплекс методов был многократно применен при обследовании СЭВ на разных гидростанциях (ГЭС).

В ходе визуально-инструментального обследования обнаружены сотни дефектов бетонной отделки, такие, как фильтрация (рисунок 1), выщелачивание с проявлениями коррозии (рисунок 2), раскрытие межсекционных и строительных швов (рисунок 3), трещины, вывалы и др.

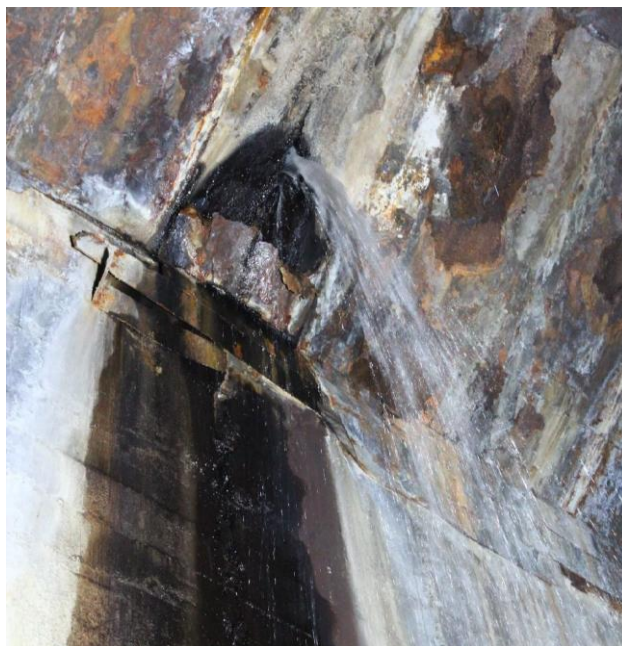


Рисунок 1. Активное водопроявление



Рисунок 2. Выщелачивание



Рисунок 3. Раскрытие строительного шва

По результатам визуального обследования составлены схемы и ведомости дефектов в соответствии с [1]. В качестве примера на рисунке 4 представлены графики распределения количества трещин по длине одного из исследованных туннелей СЭВ.

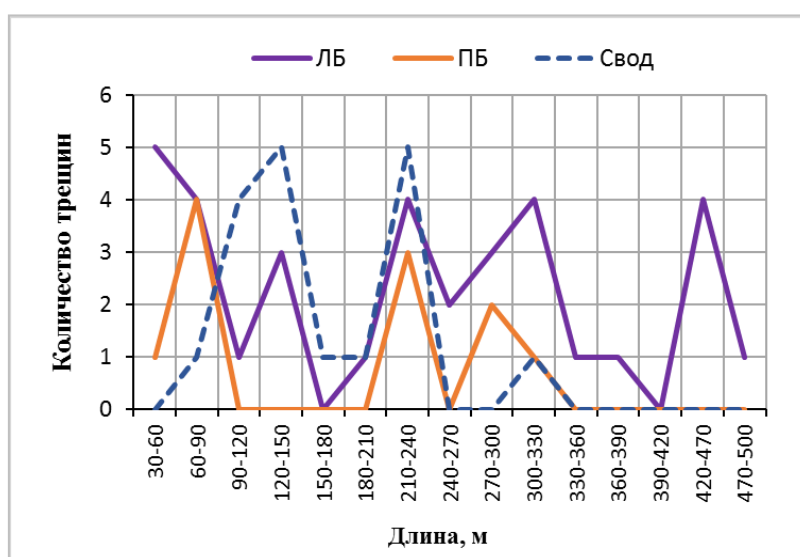


Рисунок 4. Графики распределения количества трещин по длине туннеля СЭВ

После визуального осмотра проводилось детальное инструментальное обследование, где особое внимание, помимо целых участков бетонных конструкций, уделялось дефектным зонам бетона. В качестве примера на рисунке 5 приведены графики распределения прочностных характеристик бетона по длине туннелей СЭВ, где пунктирной линией изображены результаты, полученные по методу упругого отскока, а сплошной – прочность бетона по ультразвуковому методу. По диаграммам видно, что между

результатами, полученными этими двумя методами, существует положительная корреляция, что позволяет выделить характерные участки понижения прочностных характеристик бетона сооружения.

Также на этом рисунке отмечены аномальные зоны, выделенные по данным георадиолокации. Как видно, зоны пониженных прочностных значений бетона по разным методам совпадают с зонами дефектов в приконтантной зоне, что свидетельствует о достоверности полученных результатов и доказывает эффективность комплексирования геомеханических и геофизических методов.

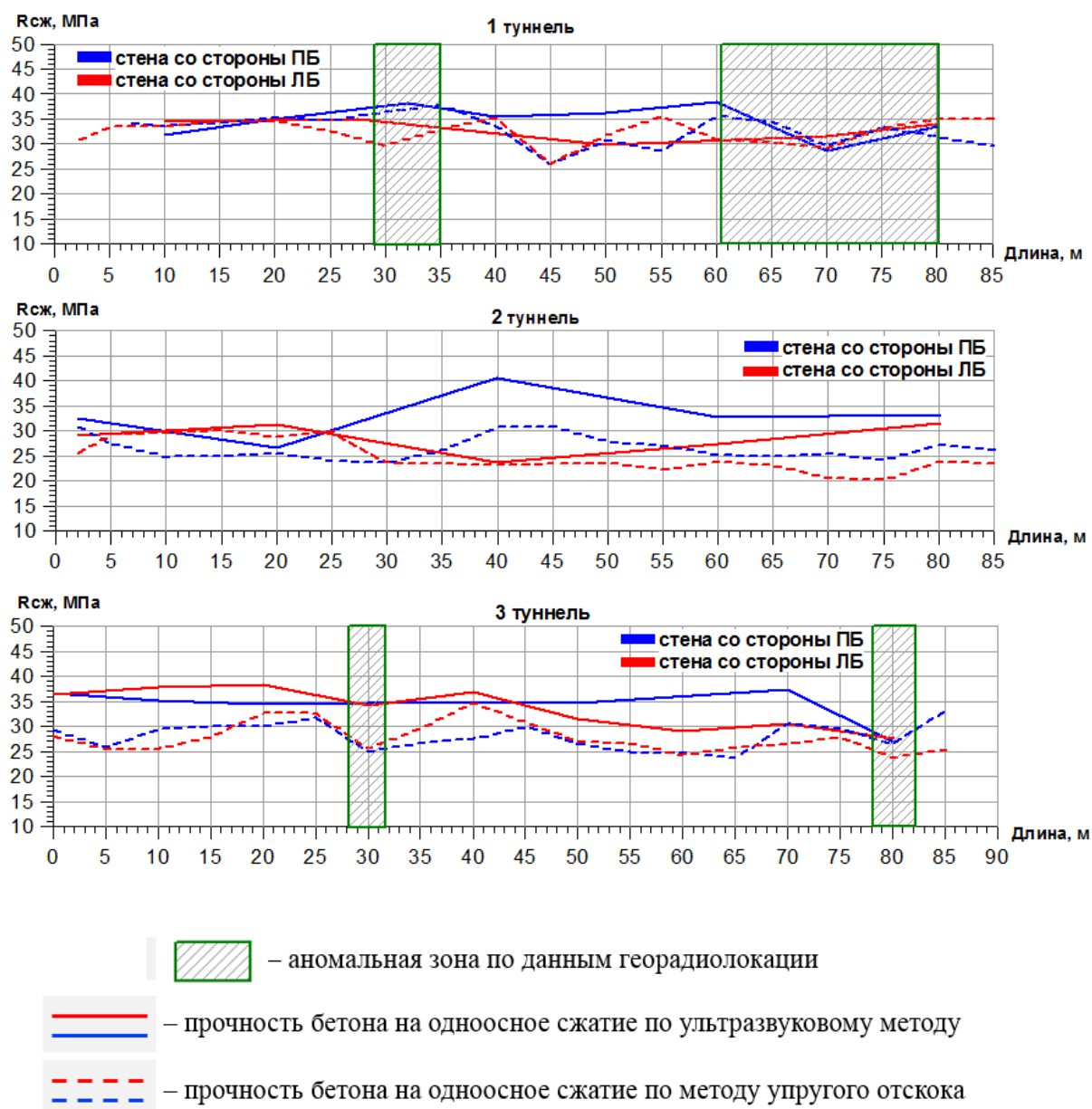


Рисунок 5. Графики изменения прочности бетона на одноосное сжатие на стенах туннелей СЭВ

Рассмотренный комплекс методов эффективно справляется с поставленной задачей по оценке технического состояния гидротехнических бетонных сооружений, а именно:

- 1) визуальное обследование даёт информацию о происходящих в бетоне физических процессах и позволяет получить первоначальные данные о состоянии СЭВ, что определяет необходимость еще более детальных исследований сооружений с помощью специализированных инструментов;
- 2) инструментальное обследование позволяет обнаружить участки с пониженными значениями прочности на одноосное сжатие конструктивного и поверхностного бетона;
- 3) георадиолокация позволяет выявить в заобделочном пространстве наличие полостей и проследить распространение аномалий контакта «бетон – вмещающий массив».

Это позволяет получить полную характеристику действительного состояния СЭВ и принять решение о необходимости проведения ремонтно-восстановительных работ дефектных участков СЭВ для предотвращения аварийных ситуаций и дальнейшей надежной эксплуатации гидротехнических сооружений по назначению.

Список использованных источников

1. СТО 17230282.27.010.001-2007 «Здания и сооружения объектов энергетики. Методика оценки технического состояния». – М.: ОАО РАО ЕЭС России, 2007. – 182 с.
2. СП 13-102-203 «Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений». М.: Госстрой России, 2003. – 31 с.
3. ГОСТ 22690-2015 Бетоны. Определение прочности механическими методами неразрушающего контроля. – М.: Стандартинформ, 2019. – 32 с.
4. ГОСТ 17624-2012 Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.

Научное издание

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
VIII Всероссийской научно-практической конференции
молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников

Саяногорск; Черемушки 14–16 апреля 2021 г.

Корректор А.А. Чабанова
Компьютерная верстка: А.А. Чабанова

Усл. печ. л. 23,71.
Подп. в печать 30.04.2021. Заказ 361. Тираж 37 экз.

Сибирский федеральный университет
Саяно-Шушенский филиал
655619, Республика Хакасия, г. Саяногорск, рп. Черемушки, д. 15
Тел./факс (39042) 3-40-61