

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« ____ » _____ 2017 г.

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

Студенту Кузнецову Авелю Алексеевичу.

Группа ГЭ15-01М. Направление (специальность) 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ модернизации Воткинской ГЭС.

Утверждена приказом по университету № ____ от _____
Руководитель ВКР К.А.Щенин, инженер ТиГМО ПТС ПАО «РусГидро»
Воткинская ГЭС.

Исходные данные для ВКР параметры энергетических характеристик.

Перечень разделов ВКР Введение; 1.Расчет энергетических характеристик гидроагрегата до модернизации на Воткинской ГЭС; 2. Расчет энергетических характеристик гидроагрегата после модернизации на Воткинской ГЭС. Сравнение максимальных КПД до и после модернизации; 3. Неравномерность распределения скоростей потока при обтекании колонн статора; Заключение.

Перечень графического материала: не предусмотрен

Руководитель ВКР

Щенин

К.А. Щенин

(подпись, инициалы и фамилия
руководителя)

Задание принял к исполнению

Куз

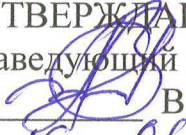
А.А. Кузнецов

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« ____ » _____ 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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



УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

В.И. Татарников
« 19 » 06 2017г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Анализ модернизации Воткинской ГЭС

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.03.02.06 Гидроэлектростанции

| | | | |
|----------------------|--|--|---|
| Научный руководитель |  16.06.2017 подпись, дата | инженер ПТС ТиГМО ВотГЭС должность | <u>К.А.Щенин</u> инициалы, фамилия |
| Выпускник |  16.06.17 подпись, дата | | <u>А.А.Кузнецов</u> инициалы, фамилия |
| Рецензент |  16.06.2017 подпись, дата | ЗГИ по тех. части ВотГЭС должность | <u>А.А.Никонов</u> инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер |  19.06.17 подпись, дата | | <u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия |

Саяногорск; Черёмушки 2017

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Список сокращений и обозначения..... | 3 |
| Введение..... | 4 |
| 1 Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата до модернизации на Воткинской ГЭС | 7 |
| 1.1 Исходные данные | 7 |
| 1.2 Задачи для расчетов | 10 |
| 1.3 Измеряемые величины..... | 10 |
| 1.4 Обработка результатов измерений | 11 |
| 1.5 Необходимые результаты измерений | 14 |
| 1.6 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 18,99 м | 14 |
| 1.7 Анализ результатов при напоре 18,99 м | 19 |
| 1.8 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 21,37 м | 19 |
| 1.9 Анализ результатов при напоре 21,37 м..... | 24 |
| 1.10 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 22,06 м | 25 |
| 1.11 Анализ результатов при напоре 22,06 м..... | 30 |
| 2 Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата после модернизации на Воткинской ГЭС. Сравнение максимальных КПД до и после модернизации..... | 31 |
| 3 Моделирование неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора. Расчет КПД. | 36 |
| 3.1 Теория математического моделирования | 36 |
| 3.2 Создание модели для расчетов | 42 |
| 3.3 Построение расчетных сеток элементов проточного тракта | 44 |
| 3.4 Задание граничных условий | 46 |
| 3.5 Погрешность расчетов..... | 49 |
| 3.6 Исходный код программы..... | 50 |
| 3.7 Получение 3D потока жидкости в проточном тракте | 58 |
| 3.8 Разработка индивидуальных профилей колонн статора..... | 58 |
| 3.9 Расчет КПД..... | 61 |
| 3.10 Экономический эффект | 62 |
| Заключение | 63 |
| Список использованных источников | 64 |
| Приложение А Энергетические характеристики при напоре 18,89 м..... | 68 |
| Приложение Б Энергетические характеристики при напоре 21,37 м..... | 73 |
| Приложение В Энергетические характеристики при напоре 22,06 м | 79 |
| Приложение Г Энергетические характеристики при напоре 19,00 м..... | 85 |

Сокращения и обозначения

КПД – коэффициент полезного действия, %;
РК – рабочее колесо;
НА – направляющий аппарат турбины;
ВБ – верхний бьеф, м;
НБ – нижний бьеф, м;
Н_{бр} – напор брутто, м;
Н_{брбс} – средний напор брутто, м;
Н_т – напор турбины, м;
h_w – потери напора, м;
S₀ – ход штока сервомотора направляющего аппарата, мм;
a₀ – открытие направляющего аппарата, %;
φ₁ – угол разворота лопастей РК, град;
Δh – перепад давления в отводах Винтера-Кеннеди, см вод. ст.;
H_s – высота отсасывания, м;
P_a – мощность генератора, МВт;
N_т – мощность турбины, МВт;
Q – относительный расход турбины, м³/с;
Q_{х.х.} – расход воды в режиме холостого хода, м³/с;
N_{тпр} – приведенная мощность турбины, МВт;
Q_{пр} – приведенный относительный расход турбины, м³/с;
H_{тпр} – приведенный напор турбины, м;
η_g – КПД генератора, %;
η_{rel} – относительный КПД турбины, %.

ВВЕДЕНИЕ

Большинство существующих гидроэлектростанций (ГЭС) были спроектированы и построены в середине 20 века. В процессе эксплуатации любой машины в той или иной мере теряются ее первоначальные эксплуатационные качества в результате естественного износа трущихся частей или существенного разрушения отдельных частей. Это приводит к снижению ее точности и производительности, а в некоторых случаях к полной потере работоспособности. С целью восстановления характеристик оборудования в соответствии с паспортными данными производится его ремонт – замена быстро изнашиваемых частей, исправление отдельных деталей и узлов, регулировка механизмов.

Но на многих предприятиях морально и физически устаревшее оборудование не позволяет внедрять инновационные технологии производства. В связи с этим требуются решения о полной замене или модернизации оборудования. Слово «модернизация» происходит от французского *modern* – новейший. Модернизация оборудования означает его обновление, приведение в соответствие с новыми современными техническими требованиями.

Основными направлениями модернизации промышленного оборудования являются:

1. Увеличение производительности машины за счет повышения мощности приводов и частоты вращения, числа ходов и величины подач рабочих органов. Для этого производится замена двигателя и изменение кинематики отдельных механизмов машины, а также за счет механизации и автоматизации таких процессов, как крепление и снятие детали, смена скоростей и подач, холостой ход, измерение размеров и шероховатостей поверхности детали.

2. Повышение точности, расширение технологических возможностей и изменение технологического назначения оборудования.

3. Увеличение долговечности и надежности оборудования за счет повышения износостойкости ответственных деталей, улучшения условий смазки, установки защитных устройств, усиления слабых звеньев (заменой материала, термической обработкой, изменением размеров и формы деталей).

4. Повышение безопасности работы и облегчение обслуживания машины за счет установки блокирующих устройств, ограждений опасных зон, упоров и конечных выключателей, различной сигнализации, предохранительных устройств и др.

Цель работы – расчет и сравнительный анализ энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации. Создание экспериментально обоснованной методики определения неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора с помощью вычислительной гидродинамики Ansys CFX. Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Собрана необходимая информация об энергетических испытаниях на Воткинской до и после модернизации.

2. Выполнены расчеты для определения энергетических характеристик. Сделано сравнения показателей коэффициента полезного действия до и после модернизации.

3. Получены недостающие экспериментальные данные, необходимые для верификации численного расчета неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора гидроагрегата.

4. Выполнена верификация численного расчета по результатам экспериментальных исследований, выбраны сеточные модели, наиболее адекватно описывающие характеристики потока в спиральной камере гидротурбины.

5. Смоделированы в программе Ansys CFX характеристики потока жидкости.

6. Скорректированы методики, необходимые для оценки характеристик при работе на различных углах открытия направляющего аппарата, опираясь на численно и экспериментально полученные данные.

7. Выполнены численные исследования влияния неравномерности обтекания колонн статора в программе Ansys CFX.

Научная новизна работы определяется тем, что:

– показаны в сравнении энергетические характеристики до и после модернизации гидроагрегата Воткинской ГЭС;

– получены экспериментальные характеристики неравномерности обтекания колонн статора при различных углах открытия направляющего аппарата;

– создана методика расчета неравномерности потока в спиральной камере гидротурбины;

– получены расчетные характеристики улучшения равномерности потока при изменении форм колонн статора.

Достоверность и обоснованность результатов определяется:

– применением при проведении экспериментальных исследованиях современной, цифровой, системы диагностики;

– использованием в процессе выполнения работы наиболее современных, апробированных и научно обоснованных программ и методик численного расчета трехмерного течения в лопаточных гидромашинах;

– согласование результатов численного моделирования с экспериментальными данными.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

– экспериментально получены энергетические характеристики гидроагрегата Воткинской ГЭС;

– разработан алгоритм расчета характеристик неравномерности обтекания потоком колонном статора, реализованный в программном комплексе Ansys CFX.

Реализация результатов работы.

Результаты работы используются при проектировании и модернизации гидроэлектростанций.

Апробация результатов работы. Основные результаты исследований, изложенные в диссертации, были представлены

– на IV международном форуме по энергоэффективности развитию энергетики ENES 2015 (г. Москва, 2015 г.);

– на V международном форуме по энергоэффективности развитию энергетики ENES 2016 (г. Москва, 2016 г.);

– на III Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2016 г.);

– на IV Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2017 г.).

Публикации. Основные положения и выводы изложены в 2 публикациях в научных журналах и изданиях, которые включены в перечень реализуемых научных изданий, определенных РИНЦ, ISBN.

Личный вклад автора заключается в научно-техническом обосновании поставленных целей и задач исследования; разработке алгоритма проведения численных исследований неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора; в обработке и анализе полученных данных; в создании методики оценки характеристик неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора; в подготовке публикаций по выполненной работе.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, приложений, списка литературы из 48 наименований. Весь материал изложен на 87 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков, 8 таблиц.

Благодарности

Автор считает своим долгом выразить благодарность сотрудникам кафедры «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей» и сотрудникам Воткинской ГЭС за помощь в сборе, обработке и анализе полученных результатов, а также за ценные замечания, в особенности К.А. Щенину, Э.М. Скрипке, А.В. Иванову, А.А. Никонову, В.И. Татарникову.

1 Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата до модернизации на Воткинской ГЭС

1.1 Исходные данные

На Воткинской ГЭС проводились испытания индексным методом при трех значениях напора. Испытания гидроагрегата выполнены при напорах ГЭС 18,99; 21,37 и 22,06 м [48].

В первую очередь нужно апробировать исходные данные для дальнейшего расчета энергетических характеристик. В таблице 1 представлены основные параметры турбины. На рисунке 1 представлена главная универсальная характеристика турбины.

Таблица 1 – основные параметры турбины

| | |
|---|---|
| 1.1. Рабочие напоры гидротурбины (нетто), м: - максимальный, - расчетный по мощности - минимальный | 23,5 17,5 12,0 |
| 1.2. Тип турбины | Гидравлическая вертикальная |
| 1.3. Рабочее колесо | Поворотно- лопастное ПЛ 661-ВБ-930 |
| Номинальный диаметр рабочего колеса, м | 9,3 |
| Количество лопастей рабочего колеса, шт. | 4 |
| 1.4. Направляющий аппарат | |
| Число лопаток, шт. | 32 |
| Высота лопаток, мм | 3650 |
| 1.5. Отсасывающая труба | |
| Высота, м | 20,8 |
| 1.6. Спиральная камера | Бетонная, таврового сечения с углом охвата 180°, развитая вниз и имеющая плоский потолок |
| 1.7. Номинальная мощность турбины при расчетном напоре, МВт | 110 |
| 1.8. Частота вращения, мин ⁻¹ | |
| Номинальная | 62,5 |
| Разгонная | 145 |
| 1.9. Угол поворота лопастей | |
| Минимальный, ° | -10 |
| Максимальный, ° | +21 |

Продолжение таблицы 1

| | |
|--|------|
| 1.10. Расход при расчетном напоре, м ³ /с | 710 |
| 1.11. Высота отсасывания при расчетном напоре, м | -5,2 |

В таблице 2 указаны основные параметры генератора.

Таблица 2 – основные параметры генератора

| | |
|--|--|
| 2.1. Тип генератора | СВ 1500 / 170-96 |
| 2.2. Расчетная мощность, кВА | 117650 |
| 2.3. Статор | |
| Напряжение, В | 13800 |
| Ток, А | 4930 |
| 2.4. Ротор | |
| Ток, А | 1795 |
| 2.5. Коэффициент мощности (cosφ) | 0,85 |
| 2.6. Частота, Гц | 50 |
| 2.7. Частота вращения, мин ⁻¹ | |
| Номинальная | 62,5 |
| Разгонная | 145 |
| 2.8. Система охлаждения | Замкнутая воздушная с охлаждением воздуха водой |
| Тип охладителей | ВО-188/2200-56-М2- УХЛ4 |
| Количество охладителей, шт. | 12 |
| Расход воды на охлаждение, м ³ /час | 720 |
| Номинальный напор охлаждающей воды, м | 20 |
| 2.9. Система торможения | воздушная |
| Число тормозных колодок, шт. | 36 |
| Тип тормоза | ТЦ 220х400 |
| Давление сжатого воздуха на торможение, кг/см ² | 27 |
| Начало торможения при скорости вращения не более, об/мин | 76,6 |

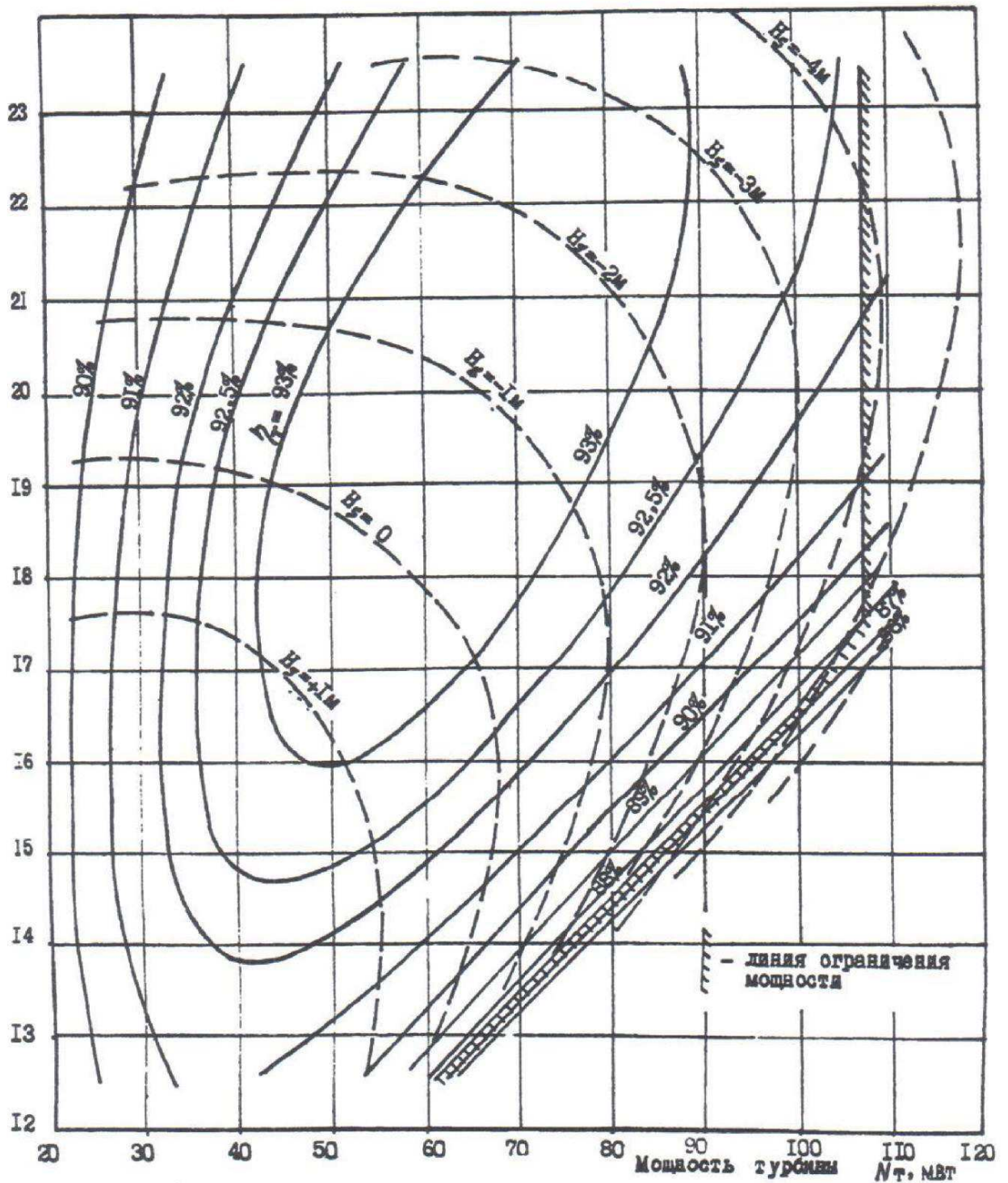


Рисунок 1 – Эксплуатационная характеристика гидротурбины

Исходными значениями для расчетов являлись также: углы поворота лопастей (φ_1), открытие направляющего аппарата (a_0), отметки верхнего и нижнего бьефов ($\nabla_{вб}$; $\nabla_{нб}$), потери напора на участке от входа в водоприемную камеру до входа в спиральную камеру (H_w), перепад давления расходомера (h), масштабный коэффициент (k), активная мощность агрегата (P).

1.2 Задачи для расчета

Задачи, поставленные для расчета:

- определение мощностных характеристик и проверка соответствия фактических значений максимальной мощности гидротурбины гарантированным заводом-изготовителем значениям,
- определение индексных расходных характеристик гидротурбины,
- определение оптимальных комбинаторных зависимостей,
- построение эксплуатационных характеристик гидроагрегатов.

Испытания проводились при трех значениях напора. В процессе испытаний снимались энергетические характеристики при работе агрегата по установленной комбинаторной зависимости, а также пропеллерные характеристики турбины при нескольких постоянных значениях углах разворота лопастей рабочего колеса и переменных открытиях направляющего аппарата. При этом на каждом угле устанавливалось 5-7 режимных точек по открытию Н.А. Параллельно, помимо снятия пропеллерных характеристик при фиксированном угле установки лопастей рабочего колеса, были выполнены испытания с фиксированным открытием направляющего аппарата. Для определения оптимальной комбинаторной зависимости по методу постоянной мощности были выполнены замеры параметров при различных сочетаниях между углом разворота лопастей и открытием направляющего аппарата при условии поддержания постоянной мощности гидроагрегата. Одновременно, при снятии пропеллерных характеристик определялись мощностные характеристики, позволяющие определить максимальную мощность при данном напоре и предельные значения мощностей при различных сочетаниях углов установки лопастей рабочего колеса и открытии направляющего аппарата турбины, а также индексные расходные характеристики. При этом принималось, что расход пропорционален корню квадратному из значения перепада давления. Коэффициент расходомера определялся косвенным путем исходя из условия соответствия максимальных значений КПД турбины, полученных при испытаниях и по эксплуатационной характеристике турбины для имеющегося напора нетто.

Для определения КПД гидрогенератора использовались рабочие характеристики завода изготовителя. Коэффициент мощности считается близким к единице.

1.3 Измеряемые величины

Уровни верхнего и нижнего бьефов ГЭС измерялись стационарными измерительными устройствами с передачей показаний с центрального пульта управления ГЭС.

Перепад давления в створе спирального турбинного расходомера измерялся дифференциальным манометром.

На агрегате № 2 дифманометр подключался к пьезометру, расположенному на большом радиусе расходомерного створа и к крайнему из пьезометров, расположенных на малых радиусах расходомерного створа.

Давление в водоприемной камере до и после сороудерживающей решетки измерялось стационарными датчиками давления.

Активная мощность генератора измерялась стационарным измерителем мощности. Коэффициент мощности генератора поддерживался равным единице.

Коэффициент полезного действия генератора определялся по заводской рабочей характеристике генератора.

Открытие направляющего аппарата и угол установки лопастей рабочего колеса определялись по показаниям дисплея на щите управления гидроагрегата. Величина открытия направляющего аппарата контролировалась также по шкале выхода штока сервомотора Н.А.

1.4 Обработка результатов измерений

На агрегате № 2 пьезометрическая система спирального расходомера находилась в исправном состоянии, что позволило получить устойчивые показания дифференциального манометра и использовать стандартную методику обработки результатов измерений.

Общий порядок расчетов следующий. По формулам, представленным в данном разделе, производилось вычисление индексного расхода, мощности, напора, потерь напора в водоприемной камере и индексного КПД. Полученные значения индексного расхода и мощности приводились к среднему значению напора по формулам приведения (формула № 8). Приведенные значения индексного расхода и мощности использовались для построения рабочих, индексных расходных и мощностных характеристик.

Напор ГЭС вычислялся как разность отметок уровней верхнего и нижнего бьефов, измеряемых стационарными измерителями уровней бьефов

$$H_{\text{ГЭС}} = \nabla_{\text{вб}} - \nabla_{\text{нб}}, \quad (1)$$

$$H_{\text{ГЭС}} = 85,46 - 66,32 = 19,14 \text{ м.}$$

Напор турбины определялся как разность напора ГЭС и потерь напора на участке от входа в водоприемную камеру до входа в спиральную камеру

$$H_m = H_{\text{ГЭС}} - H_w, \quad (2)$$

$$H_m = 19,14 - 0,02 = 19,12 \text{ м.}$$

Потери напора на участке от входа в водоприёмную часть турбинного блока до входа в спиральную камеру гидротурбины определялись по результатам выполненных ранее испытаний абсолютным методом.

$$H_w = 4,7 \cdot 10^{-7} \cdot Q^2, \quad (3)$$

$$H_w = 4,7 \cdot 10^{-7} \cdot 223,53^2 = 0,02 \text{ м.}$$

Индексное значение расхода воды вычислялось по формуле

$$Q_{\text{и}} = k \cdot \sqrt{h}, \quad (4)$$

$$Q_{\text{и}} = 1,4 \cdot \sqrt{25491,31} = 223,53 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

где $Q_{\text{и}}$ – индексное значение расхода воды,

k – масштабный коэффициент,

h – перепад давления расходомера.

Масштабный коэффициент определялся косвенным путем исходя из условия равенства максимальных значений КПД турбины, полученных при испытаниях и по эксплуатационной характеристике турбины для имеющегося напора.

Активная мощность генератора измерялась стационарным измерителем мощности.

Мощность турбины определялась по формуле

$$N_m = P / \eta_{\text{г}}, \quad (5)$$

$$N_m = 35,15 / 0,9540 = 36,85 \text{ МВт.}$$

где $\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора, определяемый по рабочей характеристике генератора, выданной заводом-изготовителем.

Величина коэффициента мощности поддерживалась равной единице.

Индексное значение КПД блока вычислялось по формуле

$$A \eta_{\text{бл}} = \frac{P}{g \cdot \rho \cdot Q_{\text{и}} \cdot H_{\text{гэс}}}, \quad (6)$$

$$A \eta_{\text{бл}} = \frac{35150}{9,816 \cdot 1000 \cdot 223,53 \cdot 19,14} = 83,71 \%$$

где P – активная мощность генератора, кВт;

$Q_{\text{и}}$ – индексное значение расхода турбины, м³/с;

g – ускорение свободного падения – 9,816 м/с²;

ρ – плотность воды, равная 1000 кг/м³;

$H_{\text{гэс}}$ – напор ГЭС, м.

Индексное значение КПД турбины вычислялось по формуле

$$A \eta_T = \frac{P}{g \cdot \rho \cdot Q_i \cdot H_m \cdot \eta_T}, \quad (7)$$

$$A \eta_T = \frac{36850}{9,816 \cdot 1000 \cdot 223,53 \cdot 19,14 \cdot 0,954} = 87,84 \%$$

где P – активная мощность генератора, кВт;
 Q_i – индексное значение расхода турбины, м³/с;
 g – ускорение свободного падения – 9,816 м/с²;
 ρ – плотность воды, равная 1000 кг/м³;
 $H_{ГЭС}$ – напор ГЭС, м;
 η_T – КПД генератора.

Приведение мощности и расхода к среднему напору H за цикл испытаний производилось по зависимостям

$$N_m^{пр} = N_{mi} \cdot \left(\bar{H}/H_i\right)^{3/2}; \quad Q^{пр} = Q_i \cdot \left(\bar{H}/H_i\right)^{1/2}, \quad (8)$$

$$N_m^{пр} = 36,85 \cdot \left(18,89/19,14\right)^{3/2} = 36,19 \text{ МВт};$$

$$Q^{пр} = 223,53 \cdot \left(18,89/19,14\right)^{1/2} = 222,19 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

где N_{mi} и Q_i – значения мощности и расхода в режимной точке.

Построение энергетических характеристик.

По полученным значениям строились:

- мощностные и индексные расходные характеристики турбины в зависимости от открытия направляющего аппарата и $N_m = f(a)$ и $Q_i = f(a)$,
- зависимости индексного КПД блока от мощности агрегата $A \eta_{бл} = f(P)$ и индексного КПД турбины от мощности турбины $A \eta_m = f(N_m)$.

Определение оптимальной комбинаторной зависимости производилось на основании зависимостей $A \eta_m = f(N_m)$ и $N_m = f(a)$. Кривая, огибающая пропеллерные характеристики индексного КПД турбины, соответствует максимальным значениям индексного КПД во всем диапазоне нагрузок. По точкам касания огибающей с пропеллерными характеристиками получают оптимальные значения открытий направляющего аппарата и углов разворота лопастей рабочего колеса, которые и определяют оптимальную комбинаторную зависимость турбины для данного напора.

Эксплуатационные характеристики гидроагрегатов строились на основании индексных рабочих характеристик, определенных с учетом максимальных значений КПД гидротурбин, указанных на эксплуатационной характеристике завода-изготовителя.

1.5 Необходимые результаты расчетов

В результате расчета для каждого из напоров получены:

- индексные (условные) рабочие характеристики турбинного блока и турбины, представляющие собой зависимости индексного КПД блока и турбины от мощности;
- мощностная и индексная расходная характеристика агрегата и турбины в зависимости от открытия НА при работе по установленной и рассогласованной комбинаторной зависимости;
- комбинаторные зависимости – установленные и оптимальные;
- эксплуатационная характеристика гидроагрегата.

1.6 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 18,99 м

При средней величине напора $H_{\text{ГЭС}} = 18,99$ м ($H_{\text{т}} = 18,89$ м) расчеты были проведены в диапазоне нагрузок от 35,15 до 106,8 МВт (мощность турбины от 36,85 до 109,6 МВт). Измерения были выполнены при работе по существующей комбинаторной зависимости и разобщенной комбинаторной связи в пропеллерных режимах при углах установки лопастей рабочего колеса: - 6,1; - 1,7; + 3,4; + 8,8; 14,4 градусов, и открытии направляющего аппарата: 54,1; 64,2; 75,2; 83,8; 91,3 процентов.

Результаты обработки расчетных материалов представлены в ПРИЛОЖЕНИИ А.

На рисунке 2 представлена зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата.

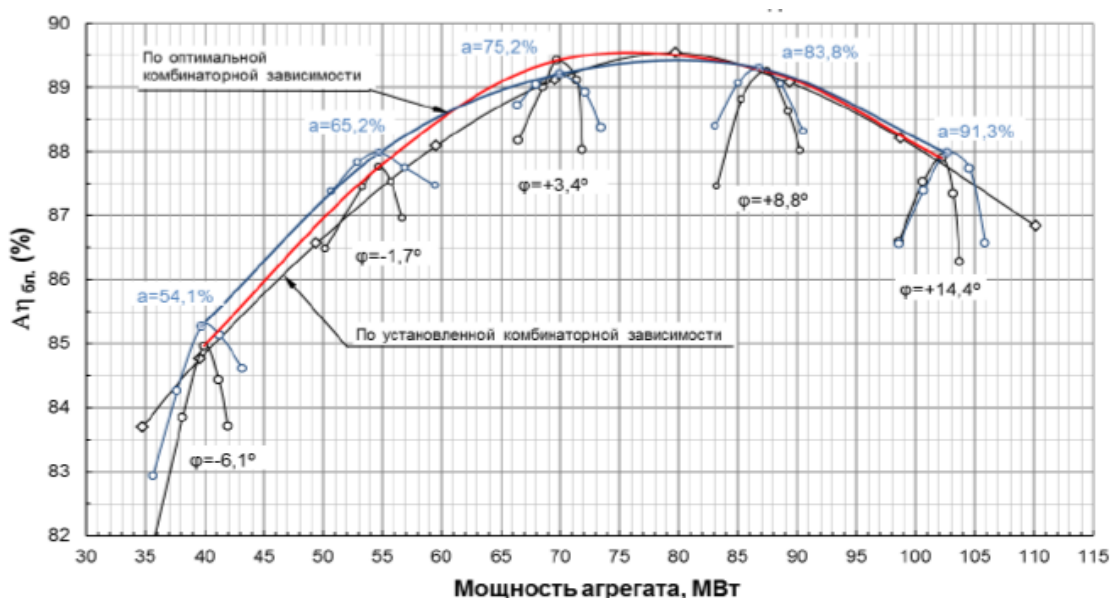


Рисунок 2 – зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата

На рисунке 3 представлена зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата.

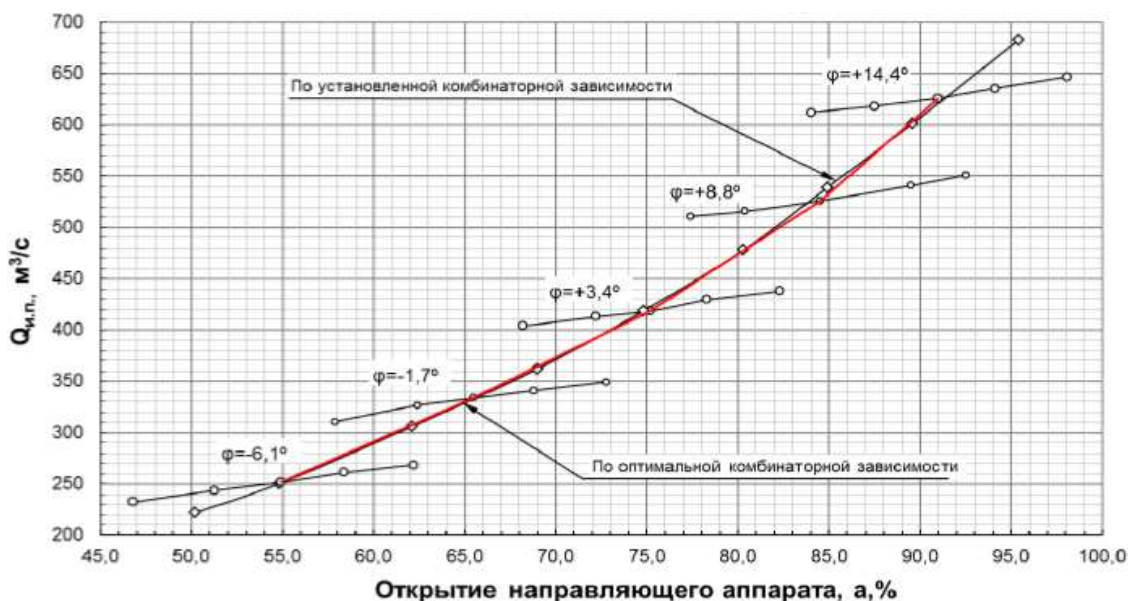


Рисунок 3 – зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 4 представлена зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей.

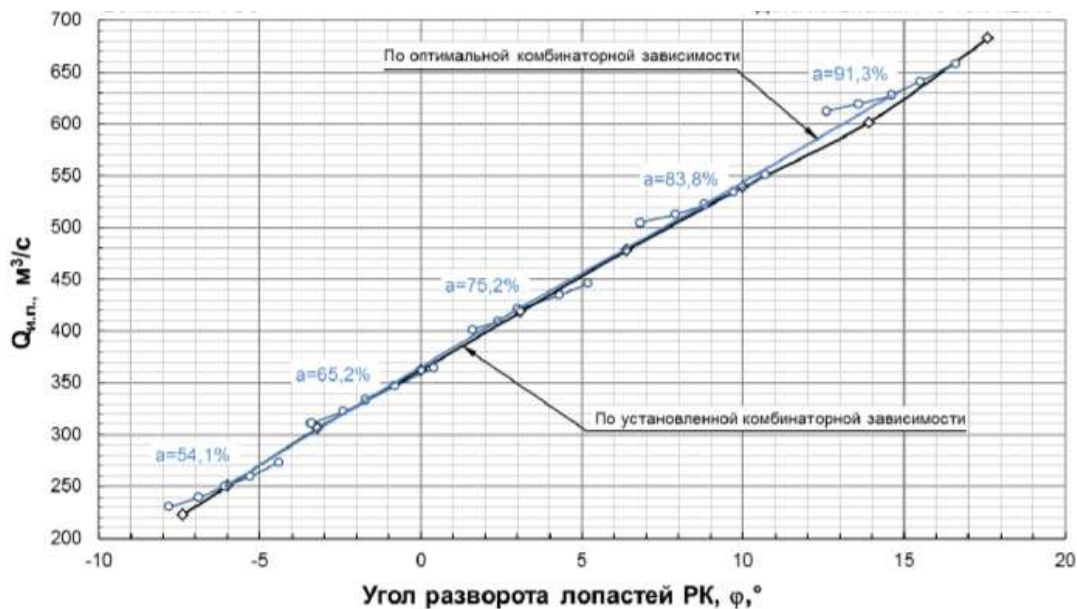


Рисунок 4 – зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 5 представлена зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата.

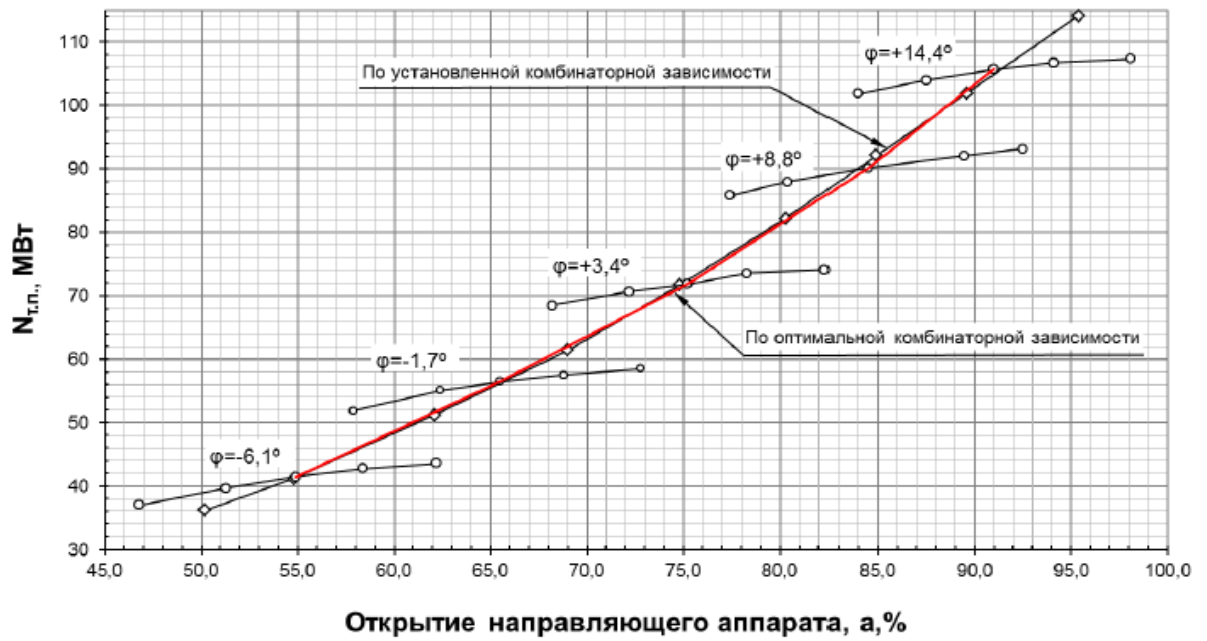


Рисунок 5 – зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 6 представлена зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей.

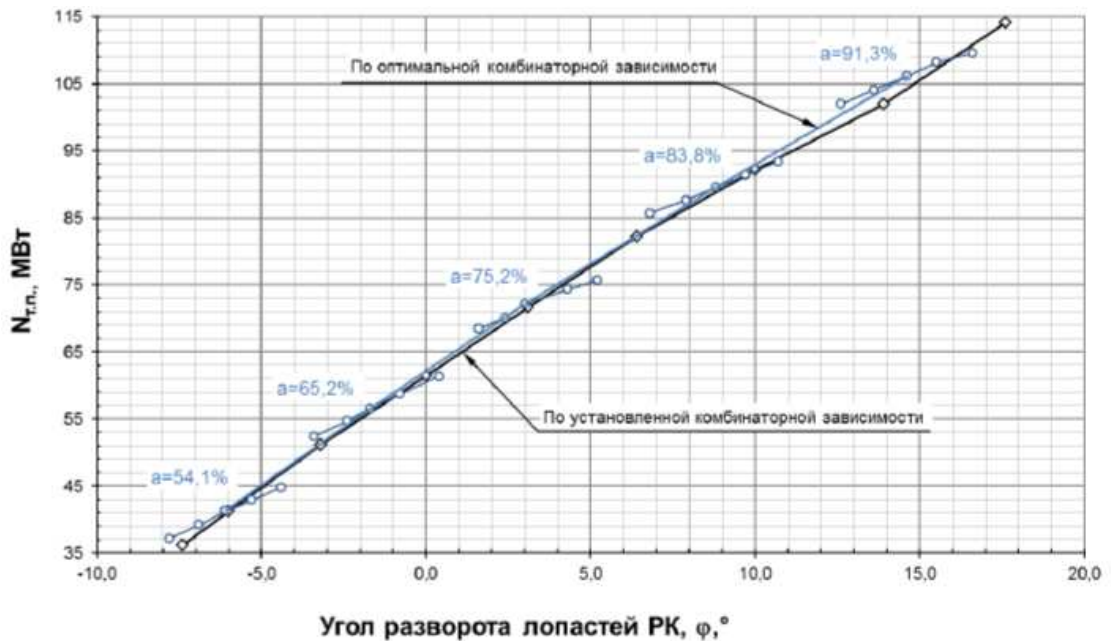


Рисунок 6 – зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 7 представлена зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины.

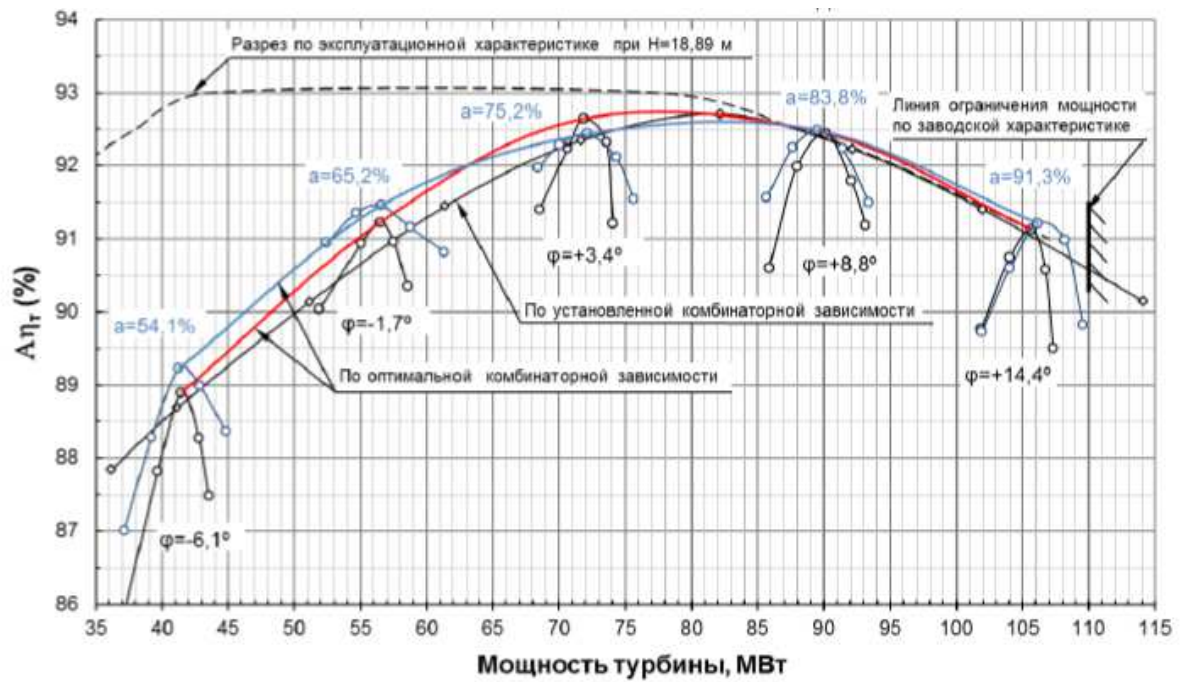


Рисунок 7 – зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины

На рисунке 8 представлена зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины.



Рисунок 8 – зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины

На рисунке 9 представлена зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата.

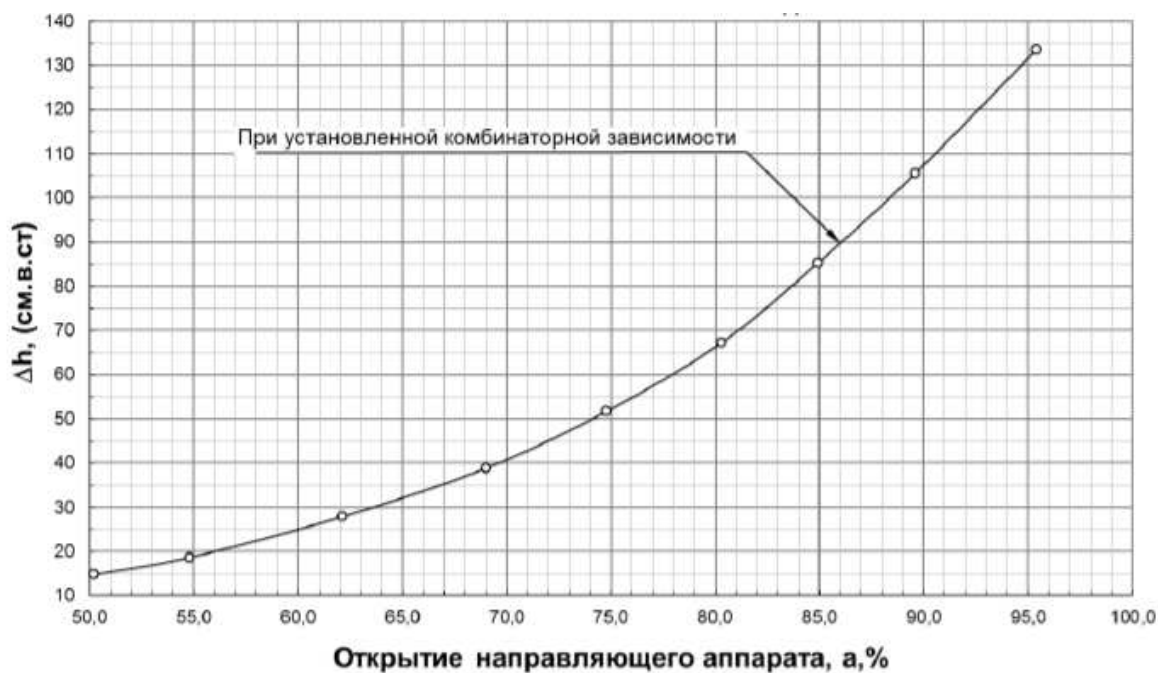


Рисунок 9 – зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата

На рисунке 10 представлена комбинаторные зависимости для агрегата.



Рисунок 10 – комбинаторные зависимости для агрегата

1.7 Анализ результатов при напоре 18,99 м

Анализ результатов показал следующее:

1. Максимальная приведенная мощность агрегата, полученная при работе по установленной комбинаторной зависимости, составила 110,14 МВт, мощность турбины 114,12 МВт.

Мощностные и индексные расходные характеристики имеют плавную форму, грубых выбросов нет.

2. Индексные рабочие характеристики турбинного блока и турбины, полученные при работе по существующей и оптимальной комбинаторной зависимости, близки между собой. Расхождение по КПД агрегата в исследованном диапазоне нагрузок не превышает 1%. Рабочие характеристики имеют плавную форму, высокие значения КПД сохраняются в широком диапазоне нагрузок.

3. Максимальное значение КПД агрегата достигается при нагрузках 64 – 93 МВт. ***Оптимальная зона работы агрегата, при условии отклонения КПД от максимального значения не более чем на 1%, составляет от 60 до 96 МВт.***

4. Сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает их идентичность в зоне мощностей от 80 до 107 МВт. В зоне мощностей от 36 до 80 МВт натурная характеристика имеет более интенсивное снижение КПД по сравнению с заводской характеристикой. При мощности 36 МВт расхождение достигает 4,5%, что весьма существенно. В зоне максимальных мощностей сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает их идентичность.

1.8 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 21,37 м

При средней величине напора $H_{гэс} = 21,37$ м ($H_{т} = 21,29$ м) расчеты были проведены в диапазоне нагрузок от 35,00 до 110,00 МВт (мощность турбины от 36,69 до 112,87 МВт). Расчеты были выполнены при работе по существующей комбинаторной зависимости и разобщенной комбинаторной связи в пропеллерных режимах при углах установки лопастей рабочего колеса: - 7,6; - 3,7; + 0,7; +5,3 и +10,4 градусов и открытии направляющего аппарата: 47,9; 58,8; 67,9; 74,3; 80,2 процентов.

Результаты обработки материалов испытаний представлены в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

На рисунке 11 представлена зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата.

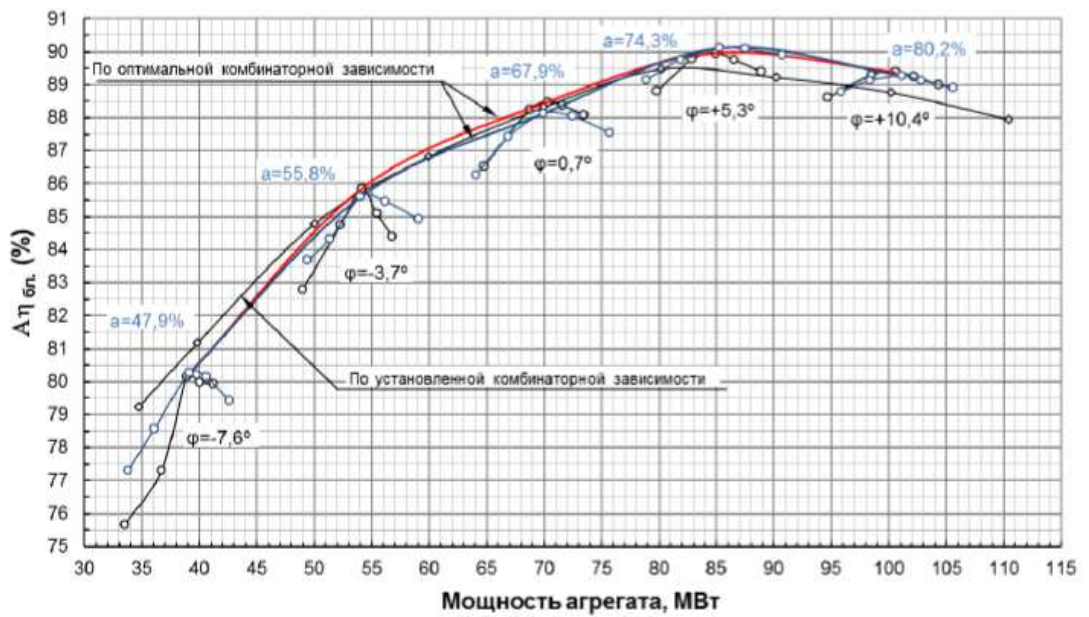


Рисунок 11 – зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата

На рисунке 12 представлена зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата.

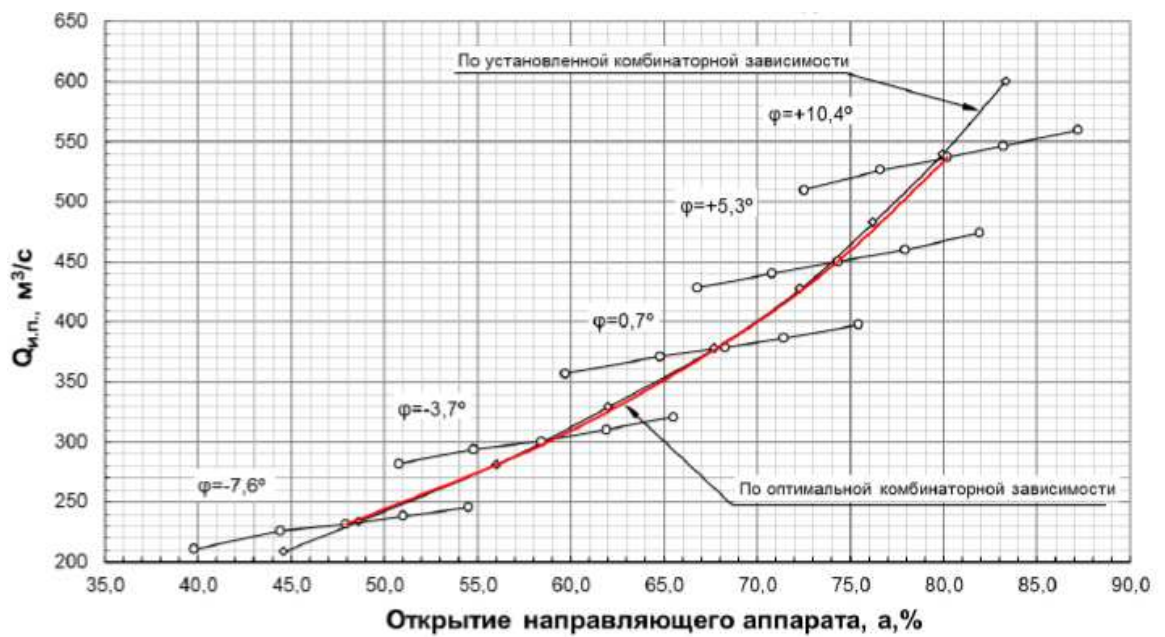


Рисунок 12 – зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 13 представлена зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей.

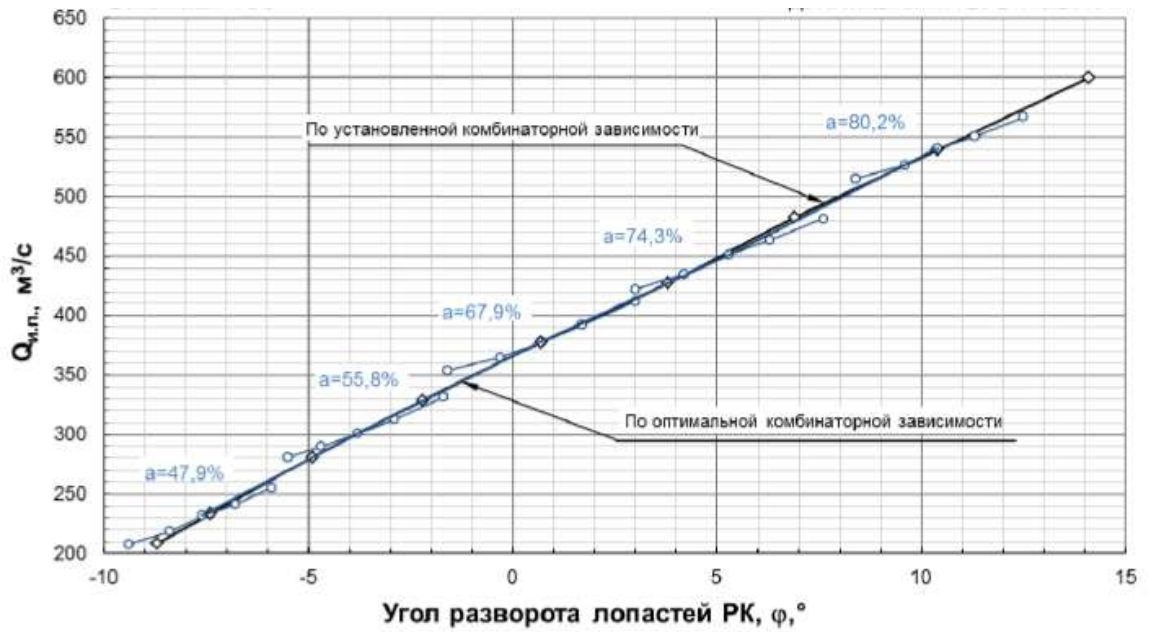


Рисунок 13 – зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 14 представлена зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата.

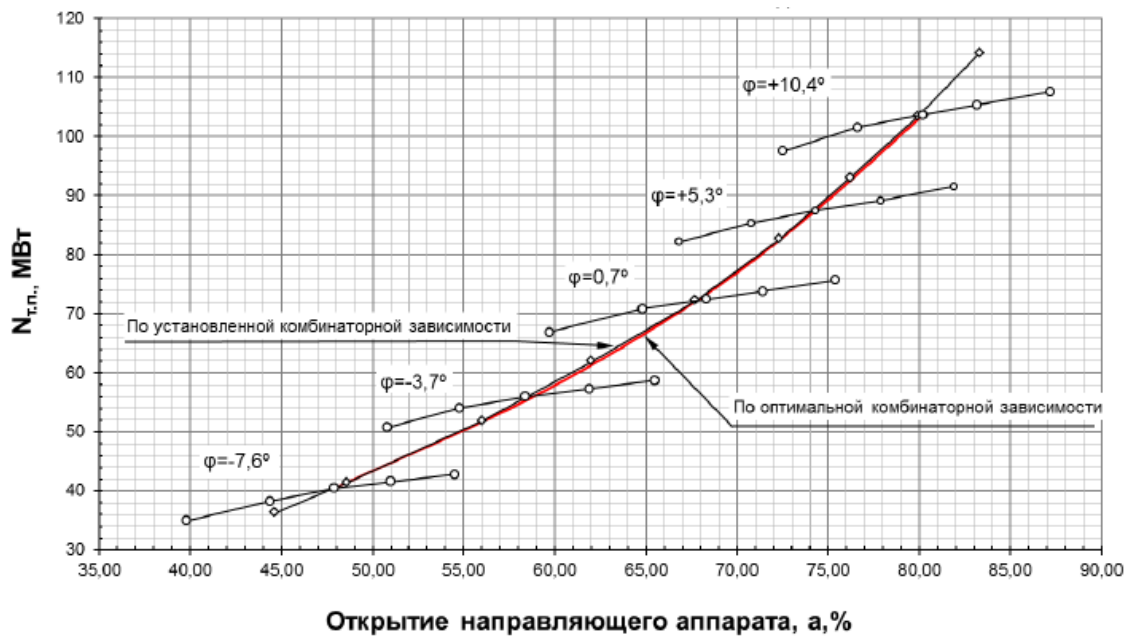


Рисунок 14 – зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 15 представлена зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей.

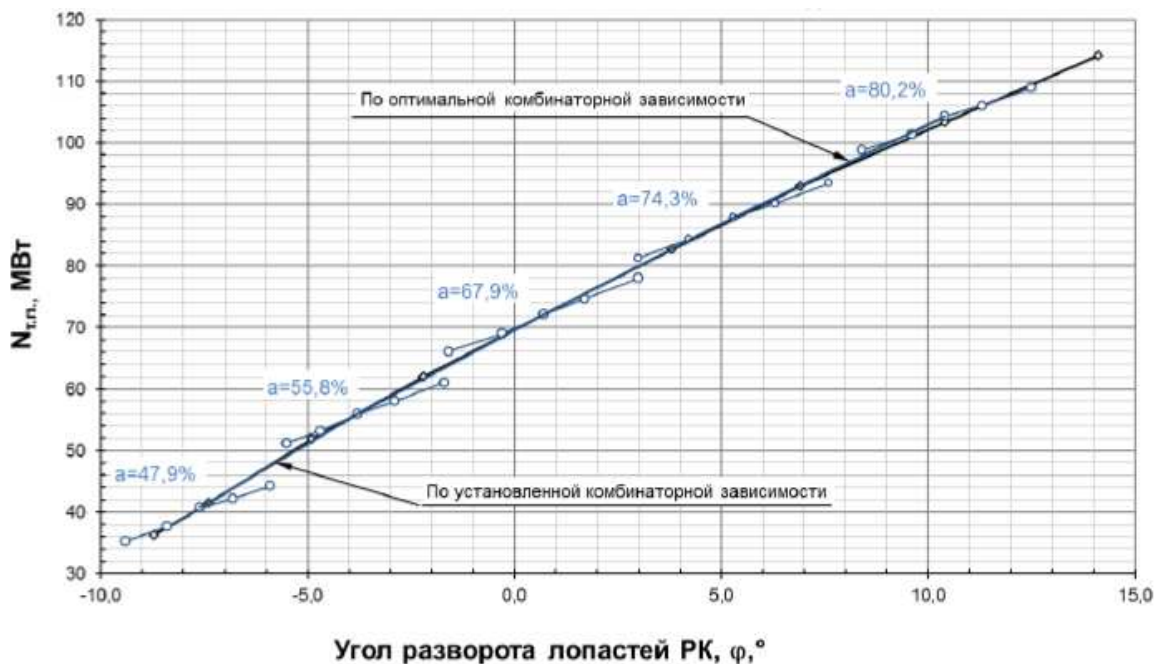


Рисунок 15 – зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 16 представлена зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины.

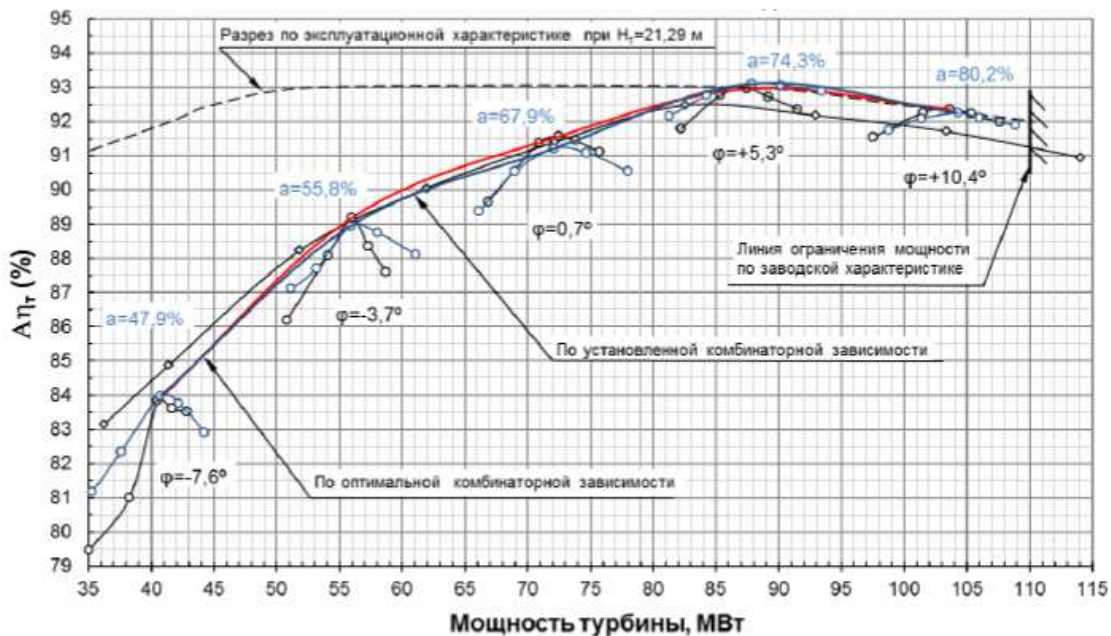


Рисунок 16 – зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины

На рисунке 17 представлена зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины.

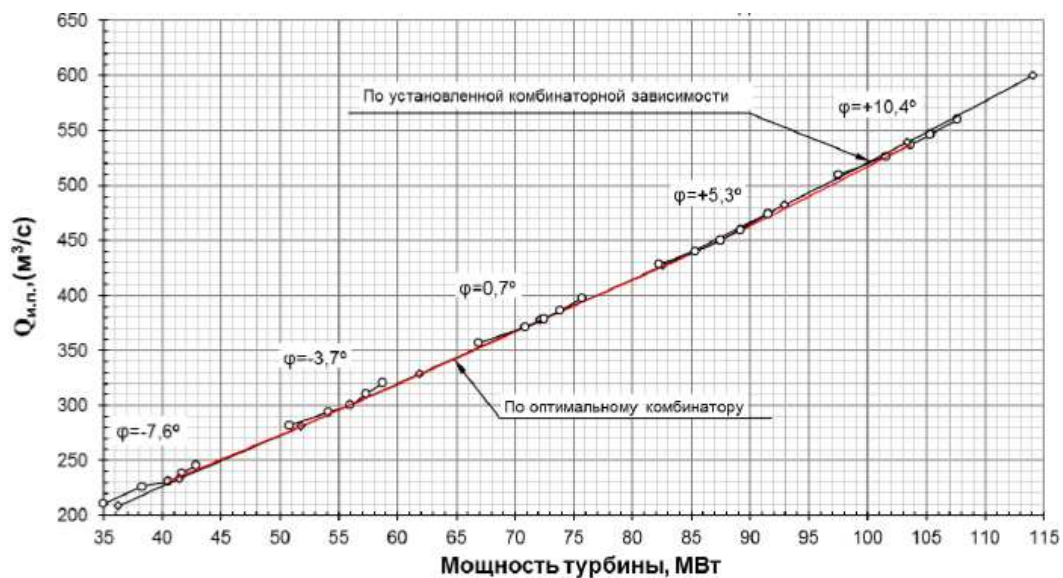


Рисунок 17 – зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины

На рисунке 18 представлена зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата.



Рисунок 18 – зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата

На рисунке 19 представлена комбинаторные зависимости для агрегата.



Рисунок 19 – комбинаторные зависимости для агрегата

1.9 Анализ расчетов при напоре ГЭС 21,37 м

Анализ результатов показал следующее:

1. Максимальная приведенная мощность агрегата, полученная при расчете, составила 110,46 МВт, мощность турбины 114,07 МВт. Коэффициент мощности поддерживался равным 1,0. Расходные и мощностные характеристики имеют плавную форму, грубых выбросов.

2. Индексные рабочие характеристики турбинного блока и турбины, полученные при работе по установленной и оптимальной комбинаторной зависимости, близки между собой, расхождение по КПД не превышает 1,0%.

3. Максимальное значение КПД агрегата достигается при мощности 80 – 95 МВт. ***Оптимальная зона работы агрегата, при условии отклонения КПД от максимального значения не более чем на 1%, составляет от 75 до 105 МВт.***

4. Сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает, что в диапазоне мощностей от 80 до 114 МВт натурная и заводская характеристики близки по форме. В зоне малых мощностей от 36 до 80 МВт падение КПД натурной характеристики происходит более интенсивно по сравнению с заводской характеристикой и при мощности 36 МВт расхождение достигает 8,0 %, что весьма существенно. В зоне максимальных мощностей сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает их идентичность.

1.10 Расчет энергетических параметров при напоре ГЭС 22,06 м

При средней величине напора $H_{гэс} = 22,06$ м ($H_{т} = 21,99$ м) расчеты были проведены в диапазоне нагрузок от 34,74 до 104,40 МВт (мощность турбины от 36,43 до 107,15 МВт). Измерения были выполнены при работе по установленной комбинаторной зависимости и в пропеллерных режимах при углах установки лопастей рабочего колеса: $-7,8$; $-4,1$; $-0,0$; $+4,4$; $+9,2$ градусов и открытии направляющего аппарата: 47,3; 57,6; 66,1; 72,4; 77,9 процентов.

Результаты обработки материалов испытаний представлены в ПРИЛОЖЕНИИ В.

На рисунке 20 представлена зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата.

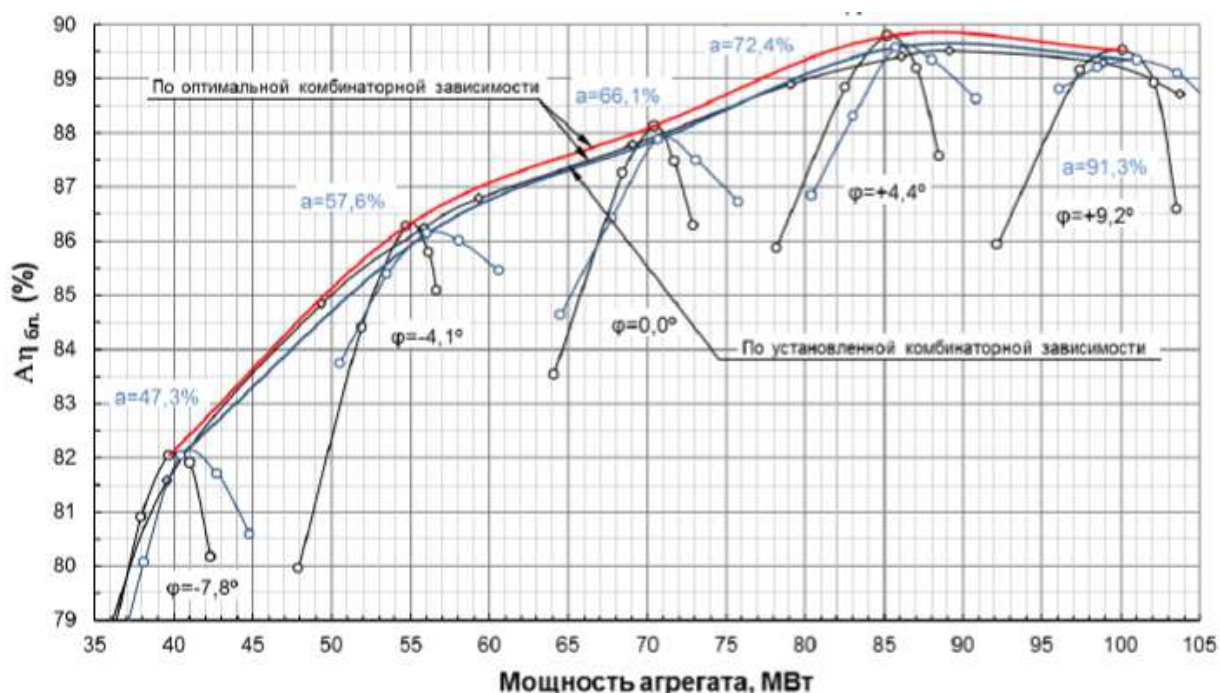


Рисунок 20 – зависимость индексного КПД турбинного блока от мощности агрегата

На рисунке 21 представлена зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата.

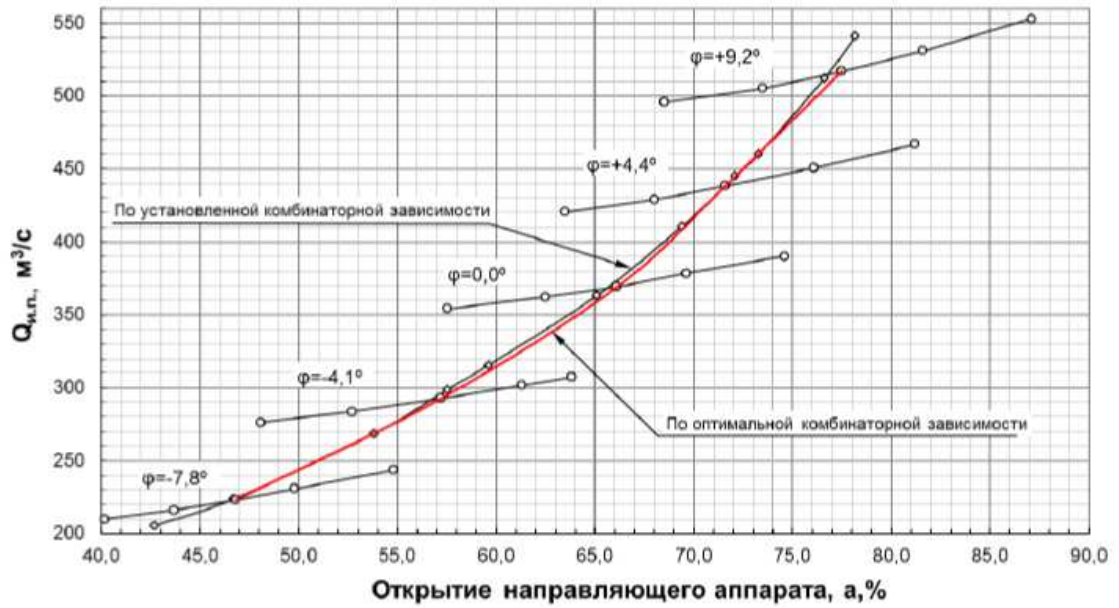


Рисунок 21 – зависимость индексного расхода турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 22 представлена зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей.

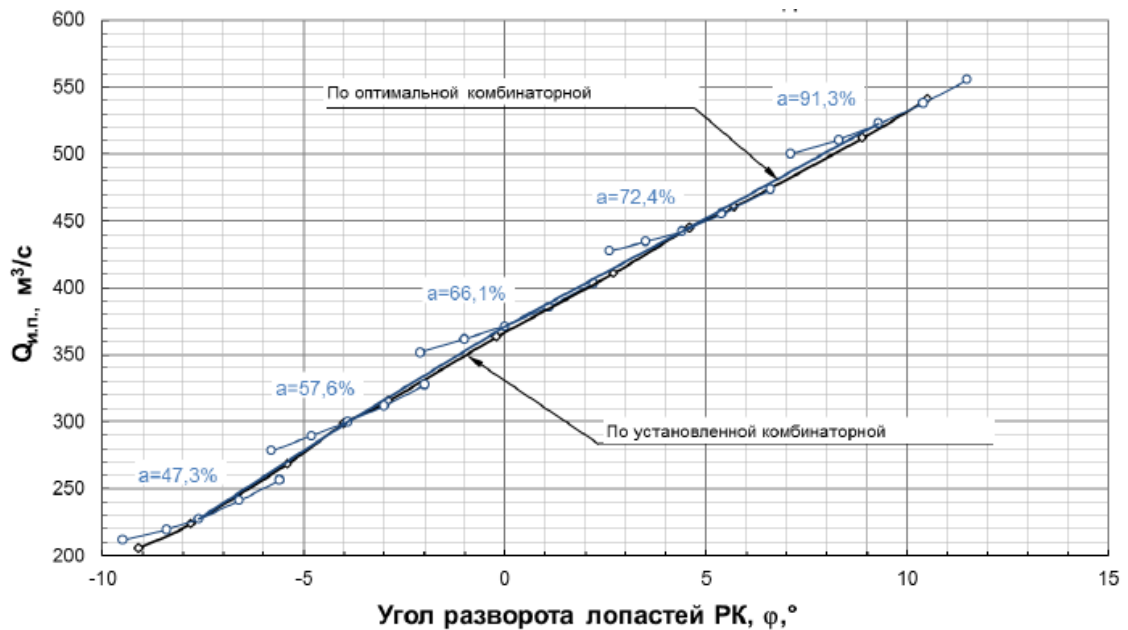


Рисунок 22 – зависимость индексного расхода турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 23 представлена зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата.

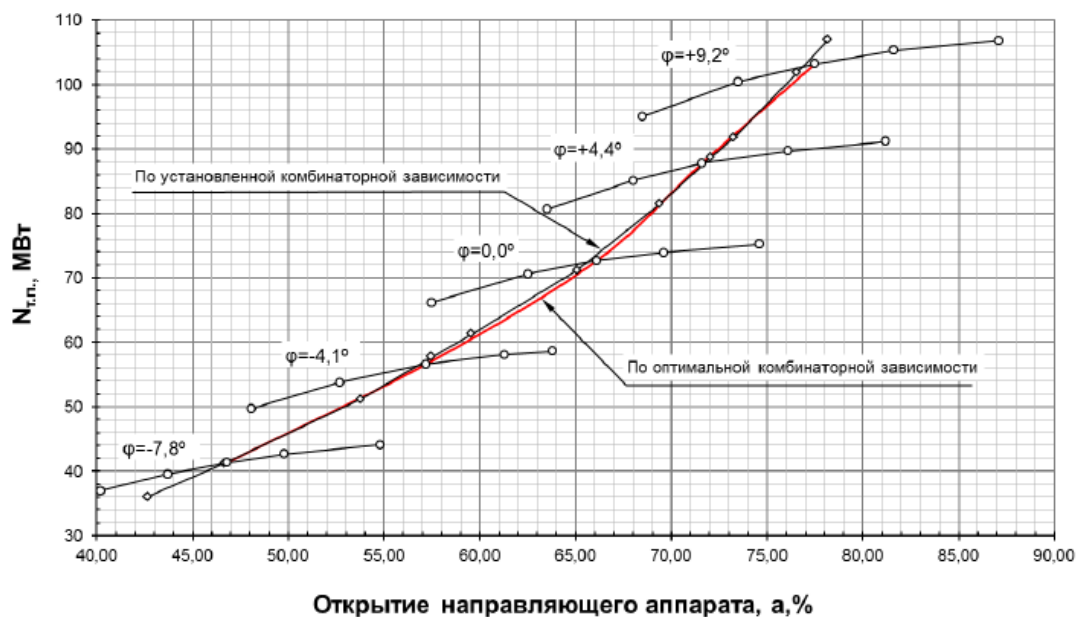


Рисунок 23 – зависимость мощности турбины от открытия направляющего аппарата

На рисунке 24 представлена зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей.

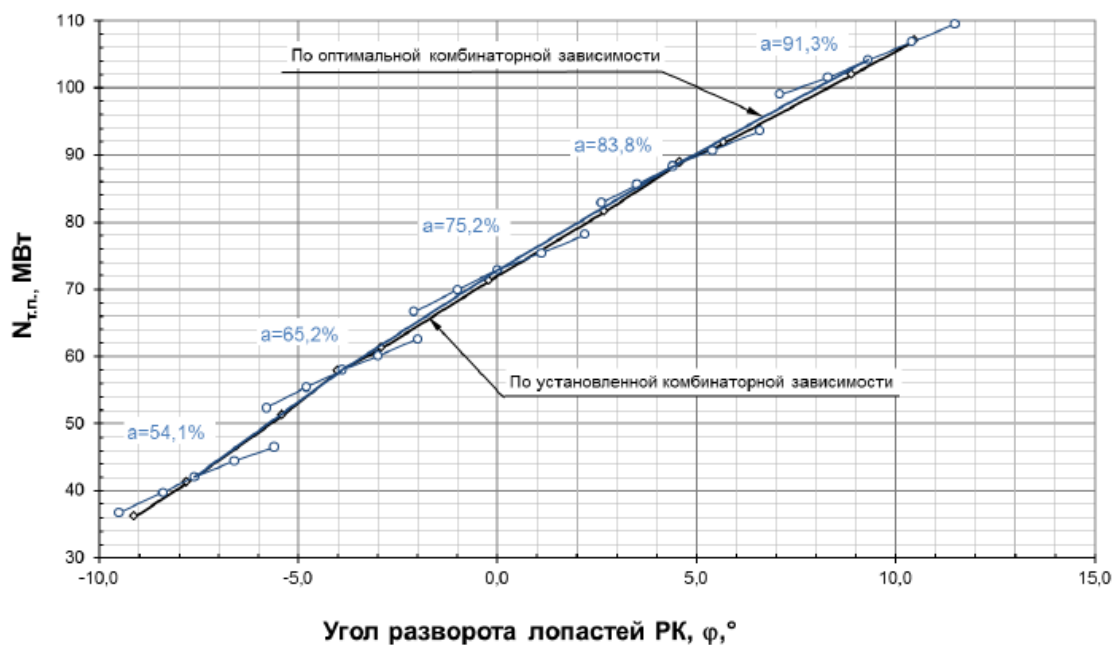


Рисунок 24 – зависимость мощности турбины от угла разворота лопастей

На рисунке 25 представлена зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины.

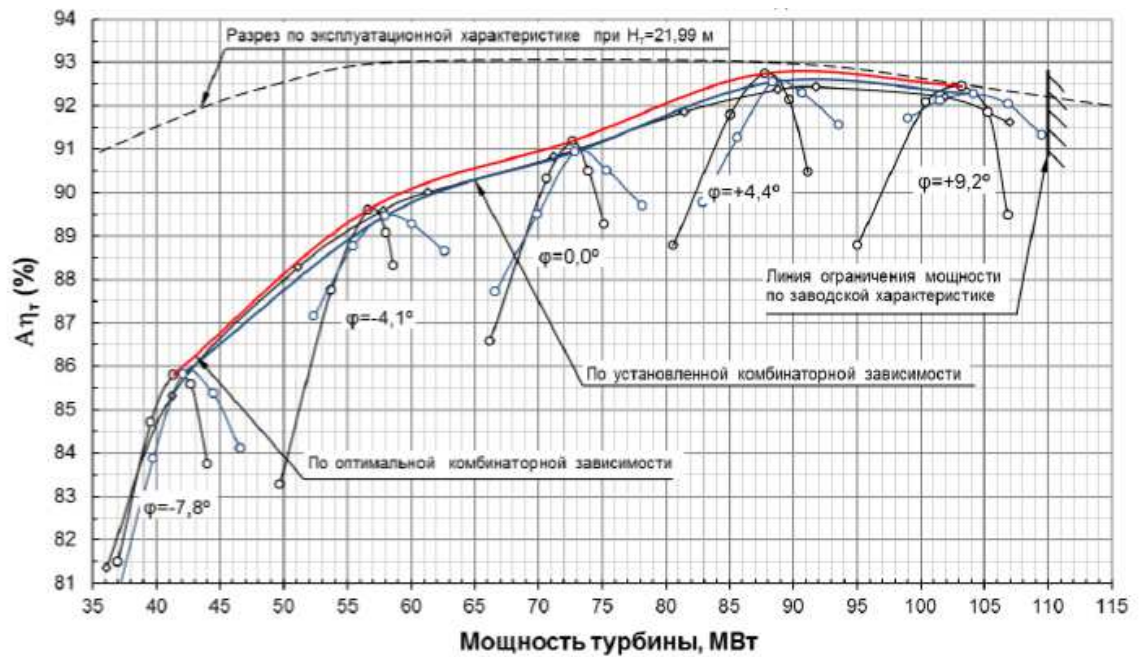


Рисунок 25 – зависимость индексных значений КПД турбины от мощности турбины

На рисунке 26 представлена зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины.



Рисунок 26 – зависимость индексного расхода турбины от мощности турбины

На рисунке 27 представлена зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата.

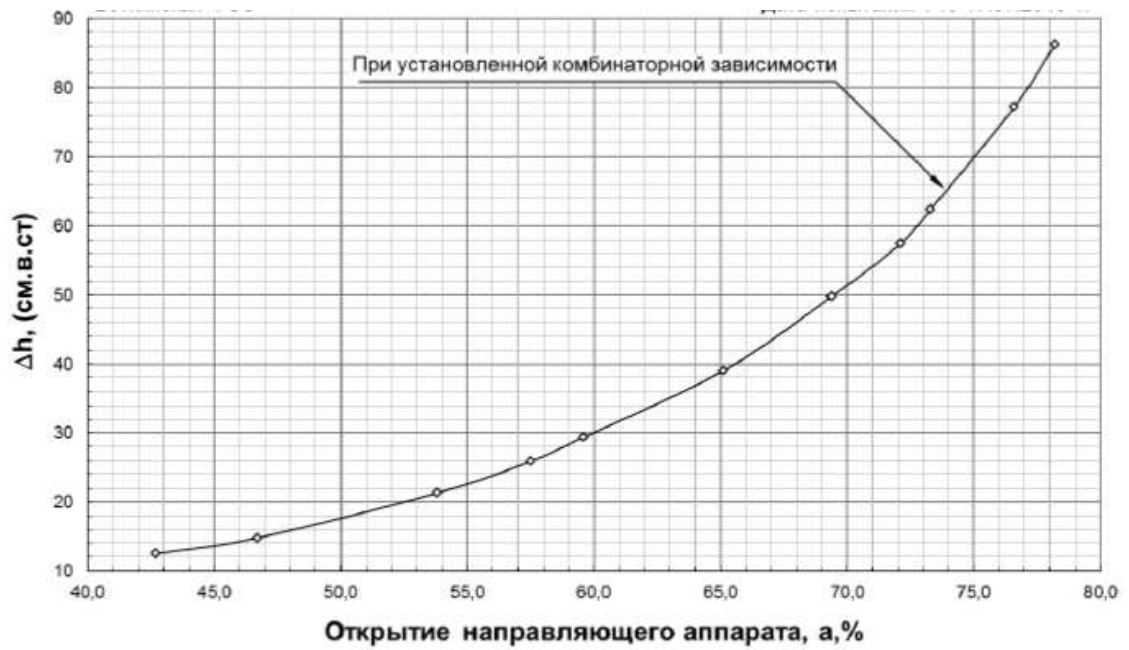


Рисунок 27 – зависимость перепада давления по турбинному расходомеру агрегата от открытия направляющего аппарата

На рисунке 28 представлена комбинаторные зависимости для агрегата.

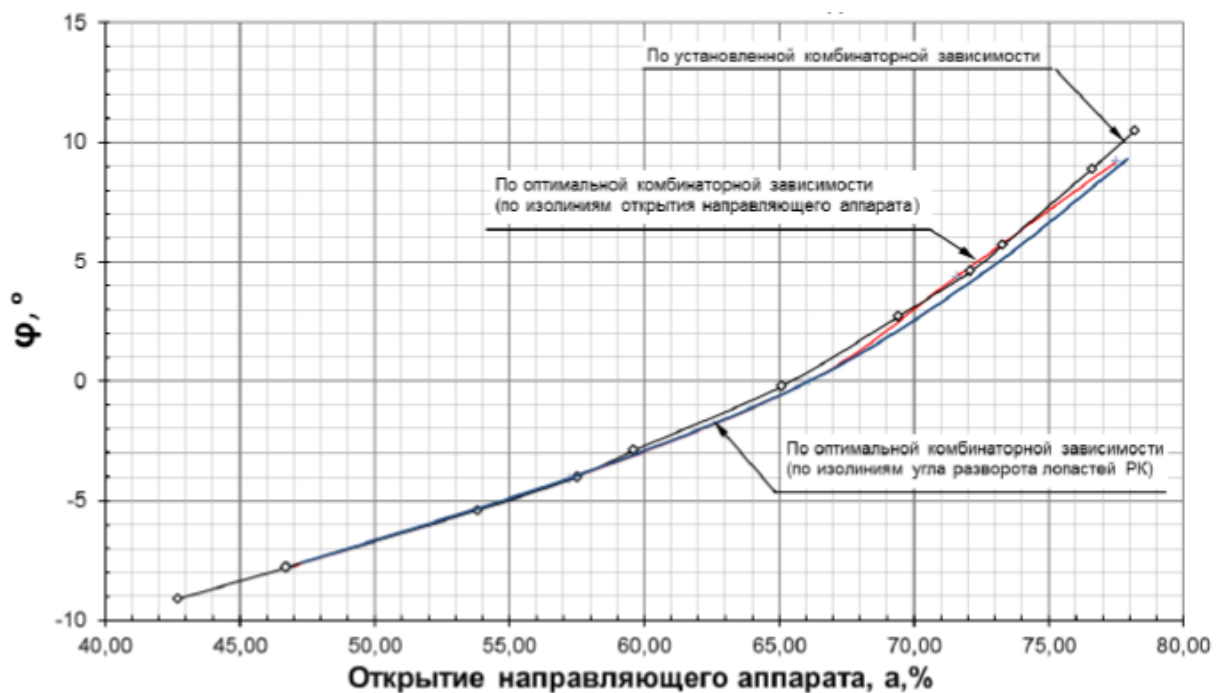


Рисунок 28 – комбинаторные зависимости для агрегата

1.11 Анализ расчетов при напоре ГЭС 22,06 м

Анализ результатов показал следующее:

1. Максимальная приведенная мощность агрегата, полученная при работе по установленной комбинаторной зависимости, составила 103,78 МВт, мощность турбины 107,01 МВт. Дальнейшее увеличение мощности ограничивалось условиями работы агрегата в энергосистеме, однако учитывая, что при меньшем значении напора максимальная мощность агрегата 110 МВт была достигнута, то сомнений в возможности получения данной мощности не возникает. Коэффициент мощности поддерживался равным 1,0.

Расходные и мощностные характеристики имеют плавную форму, грубых выбросов и ошибок не отмечается.

2. Индексные рабочие характеристики турбинного блока и турбины, полученные при работе по установленной и оптимальной комбинаторной зависимости, близки между собой, расхождение по КПД не превышает 1,0%.

3. Максимальное значение КПД агрегата достигается при мощности 80 – 102 МВт. ***Оптимальная зона работы агрегата, при условии отклонения КПД от максимального значения не более чем на 1%, составляет от 75 до 104 МВт.***

4. Сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает, что в диапазоне мощностей от 85 до 107 МВт натурная и заводская характеристики близки по форме. В зоне мощностей от 36 до 85 МВт падение КПД натурной характеристики происходит более интенсивно по сравнению с заводской характеристикой и при мощности 36 МВт расхождение достигает 9%, что весьма существенно. В зоне максимальных мощностей сравнение натурной и заводской рабочих характеристик турбины показывает их идентичность.

В итоге были рассчитаны и построены все необходимые энергетические характеристики. По каждому напору сделан анализ и выводы.

2 Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата после модернизации на Воткинской ГЭС. Сравнение максимальных КПД до и после модернизации

В июне 2017 года на Воткинской ГЭС были проведены индексные испытания гидроагрегата №4 после реконструкции при напоре близком к расчетному.

Все исходные данные аналогичные предыдущим.

Необходимо рассчитать и построить натурные энергетические характеристики (мощностной, рабочей, расходной, эксплуатационной), определения оптимальной комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины.

Средний напор брутто при испытаниях составил 19,00 м.

В результате расчетов были сделаны следующие заключения:

– гарантированная мощность получена с запасом. Максимальная мощность гидротурбины, полученная при испытаниях, составила $N_t = 114,7$ МВт (при $a_0 = 87\%$ и $H_{бр ср} = 19,00$ м), что соответствует мощности гидротурбины $N_{тпр} = 115,0$ МВт, приведенной к напору $H_{тпр} = 19,00$ м.

– максимальное значение КПД турбины (при условии отклонения не более чем на 1%) при напоре $H_t = 19,00$ м достигается при нагрузке, близкой к $N_t = 65$ МВт. Результаты обработки расчетных материалов представлены в ПРИЛОЖЕНИИ Г.

На рисунке 29 представлена зависимость КПД генератора от активной мощности.

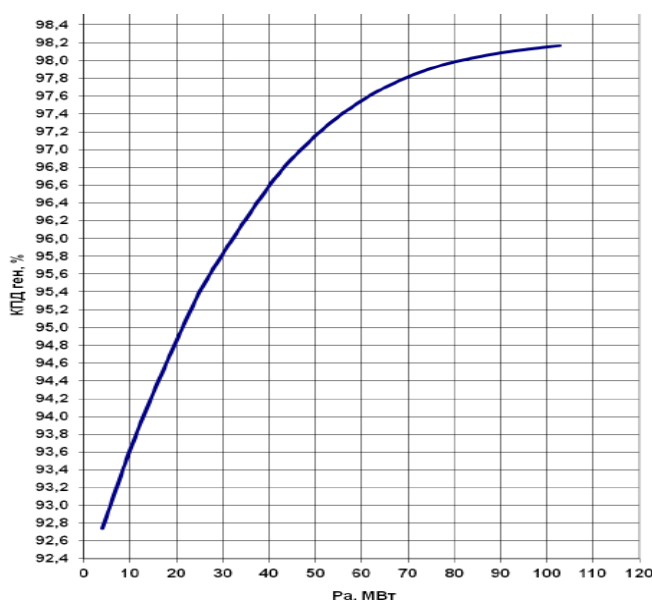


Рисунок 29 – зависимость КПД генератора от активной мощности

На рисунке 30 представлено определение оптимальной комбинаторной зависимости.

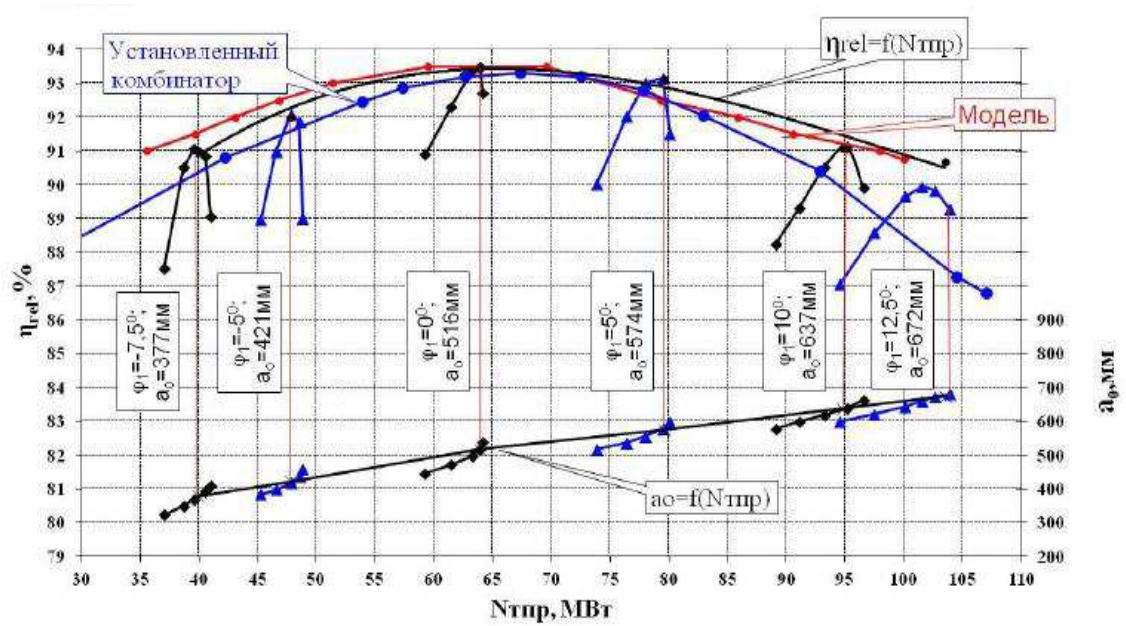


Рисунок 30 – определение оптимальной комбинаторной зависимости

На рисунке 31 представлена оптимальная комбинаторная зависимость турбины.

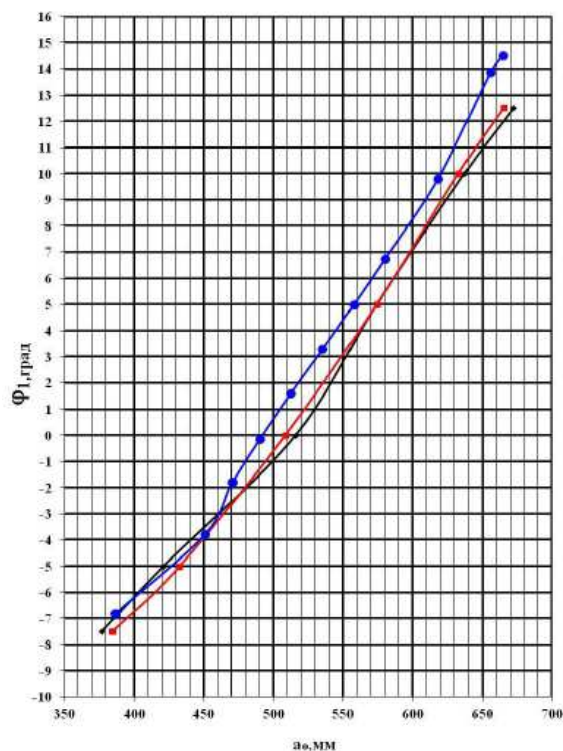


Рисунок 31 – оптимальная комбинаторная зависимость турбины

На рисунке 32 представлена мощностная характеристика турбины.

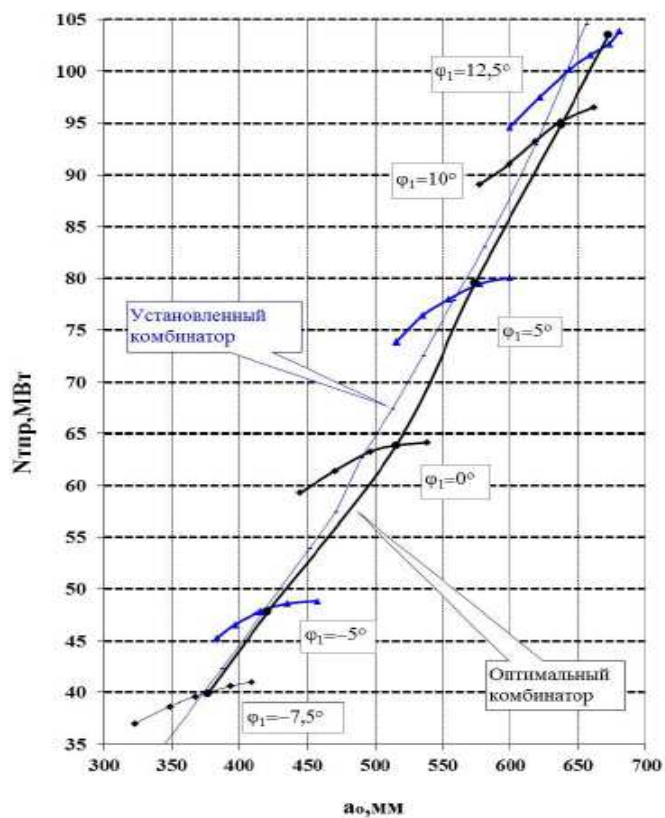


Рисунок 32 – мощностная характеристика турбины

На рисунке 33 представлена расходная характеристика турбины.

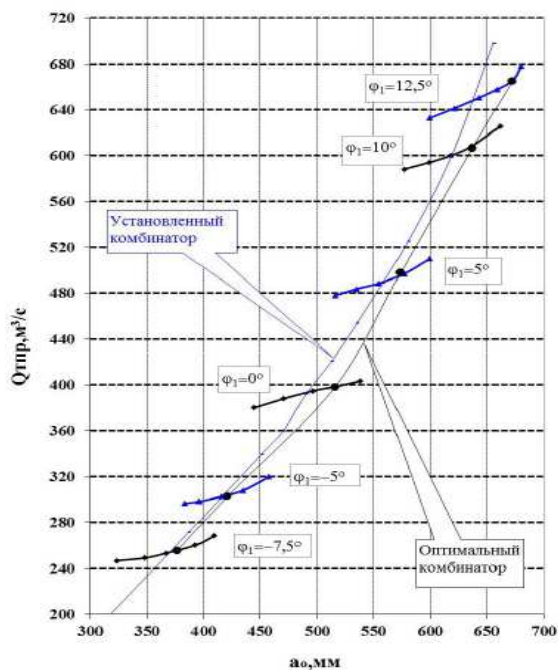


Рисунок 33 – расходная характеристика турбины

На рисунке 34 представлена расходная характеристика турбины.

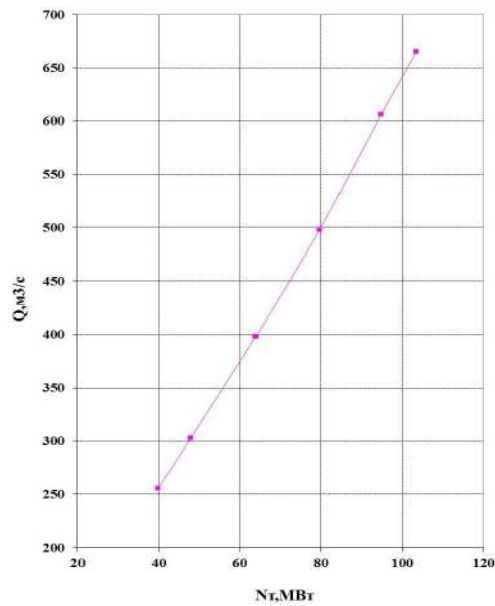


Рисунок 34 – расходно-мощностная характеристика турбины

На рисунке 35 представлена зависимость абсолютной величины открытия НА (мм) и хода штока сервомотора (мм) от относительной величины открытия НА (%).

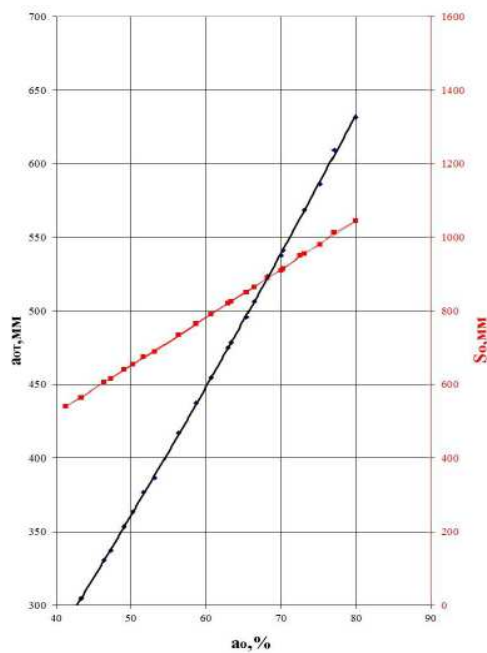


Рисунок 35 – зависимость абсолютной величины открытия НА (мм) и хода штока сервомотора (мм) от относительной величины открытия НА (%)

В ходе расчетов, сравнения и анализа результатов энергетических характеристик гидроагрегатов Воткинской ГЭС до и после реконструкции можно сделать следующий вывод, что в результате модернизации турбины ее максимальный КПД увеличился с 93,0% до 93,4% при мощности 62,0 МВт и угле поворота лопастей 0,0 град. А мощности турбины была увеличена на 5 МВт.

Увеличение количества лопастей турбины, изменение формы обтекателя и т.п., положительно повлияли на значение коэффициента полезного действия и мощности турбины. Что в свою очередь говорит о том, что модернизация прошла успешно.

Но нет предела совершенствованию, поэтому было предположено, что еще большего эффекта увеличения КПД турбины можно добиться за счет более равномерного распределения скоростей потока при обтекании колонн статора.

3 Моделирование неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора. Расчет КПД

3.1 Теория математического моделирования

Неравномерность распределения скоростей при обтекании статорных колонн может значительно снизить рабочие характеристики гидравлической турбины. Некоторые из существующих статоров гидротурбин, которые были разработаны более 30 лет назад, способствуют появлению такого гидравлического отклонения. При выполнении проектов по реконструкции гидротурбин принято проектировать, и рекомендуется использовать удлиненные профили статорных колонн, чтобы корректировать такие отклонения потока от оси. Не все из существующих конструкций проточной части турбин имеют хороший потенциал для доработки, но опыт последних лет показывает, что при корректировке отклонения потока от центра можно увеличить КПД до 2% [8-10].

Для решения проблемы неравномерности распределения скоростей в потоке применяется множество разнообразных технологий для внедрения модификаций статорных колонн. При реализации большинства из этих способов используются стандартные материалы, такие как сталь, или, в некоторых случаях, сталь и бетон совместно. Однако в целях сокращения времени простоя гидроагрегатов во время реконструкции был разработан новый подход к проектированию, основанный на использовании проверенных композитных материалов (рисунок 36). На данном этапе разработки эта технология демонстрирует многообещающие результаты, что сильнее всего проявляется во влиянии применяемой технологии на сроки проведения реконструкции, сопротивлении нагрузкам и на ряд других аспектов.



Рисунок 36 – наплавка из композитного материала

В настоящее время с развитием персональных компьютеров широкое распространение получили численные исследования характера течения и

определения интегральных характеристик гидравлических машин. Первые работы по этой тематике начались в конце 80-х [11, 12].

Основной сложностью вычислений является описание турбулентного течения. П. Бредшоу [13] дал определение турбулентности: «турбулентность – это трёхмерное нестационарное движение, в котором в следствии растяжения вихрей создаётся непрерывное распределение пульсаций скорости в интервале длин волн от минимальных, определяемых вязкими силами, до максимальных, определяемых граничными условиями течения. Она является обычным состоянием движущейся жидкости, за исключением течений при малых числах Рейнольдса». Существует три основных способа описания турбулентного течения [14]:

1. Прямое численное моделирование (Direct Numerical Simulation, DNS);
2. Метод моделирования крупных вихрей (Large Eddy Simulation, LES);
3. Расчёт на основе осреднённых по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса (Reynolds Average Navier-Stokes, RANS).

Поэтому в настоящее время основным рабочим инструментом для решения прикладных задач газодинамики остаются полуэмпирические методы на основе RANS, где для замыкания уравнений Навье-Стокса, осреднённых по Рейнольдсу используются различные модели турбулентности (МТ) [15, 16, 17, 18, 19, 20], среди которых наибольшую популярность получили МТ семейства $k-\varepsilon$ и $k-\omega$. Где $k = 0,5 \cdot \overline{u'_i \cdot u'_j}$ – кинетическая энергия турбулентности, а ω – «псевдозавихрённость», имеет размерность частоты (1/с) и характеризует величину скорости диссипации, приходящуюся на единицу кинетической энергии турбулентности. Рейнольдс предложил для описания развитого турбулентного течения представлять параметры потока как сумму осреднённой и пульсационной составляющих.

$$\phi(t) = \bar{\phi} + \phi'(t), \quad (13)$$

где ϕ – может представлять любую переменную, например U, V, W, P, T, ρ , и т.д.).

Осреднённые параметры получаются как:

$$\bar{\phi} = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{t} \int_0^t \phi(t) dt, \quad (14)$$

где время усреднения, t , является достаточно большим, чтобы в среднем не зависеть от времени.

Если в результате осреднения какой-либо характеризующей течение функции, проведенного в данной точке в разные моменты времени, получаются те же значения осредненной функции, то такое осредненное течение называется стационарным, а само турбулентное движение – квазистационарным, следовательно:

$$\overline{\phi'} = 0, \quad (15)$$

а значит по [21] можно представить

$$\bar{\bar{\phi}} = \bar{\phi}, \quad (16)$$

$$\overline{\phi + \psi} = \bar{\phi} + \bar{\psi}, \quad (17)$$

$$\overline{\bar{\phi} \cdot \psi} = \bar{\phi} \cdot \bar{\psi}, \quad (18)$$

$$\frac{\partial \bar{\phi}}{\partial s} = \frac{\partial \phi}{\partial s}, \quad (19)$$

$$\int \overline{\phi ds} = \int \bar{\phi} ds. \quad (20)$$

Данное осреднение по Рейнольдсу подходит для вывода осреднённых уравнений несжимаемой жидкости.

Дифференциальное уравнение для тензора напряжений можно найти, взяв уравнение импульсов для компоненты скорости и умножив его на пульсационную составляющую скорости в направлении j , u_j'' , а затем добавив его в уравнение движения для компонента скорости u_j , умноженной на пульсационную составляющую в направлении i , u_i'' , и после определённых алгебраических манипуляций осреднённое уравнение Рейнольдса примет вид [22]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (\bar{\rho} \tau_{ij}) + \frac{\partial}{\partial x_k} (\bar{\rho} \tilde{u}_k \tau_{ij}) = & -\bar{\rho} \tau_{ik} \frac{\partial \tilde{u}_j}{\partial x_k} - \bar{\rho} \tau_{jk} \frac{\partial \tilde{u}_i}{\partial x_k} + \bar{\rho} \varepsilon_{ij} + \bar{\rho} \Pi_{ij} + \\ & + \frac{\partial}{\partial x_k} \left[-\overline{(t_{kj} \cdot u_i'' + t_{ki} \cdot u_j'')} + \bar{\rho} C_{ijk} \right] + \overline{u_i''} \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial x_j} + \overline{u_j''} \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial x_i}, \end{aligned} \quad (21)$$

$$\bar{\rho} \Pi_{ij} = \rho' \left(\frac{\partial u_i''}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j''}{\partial x_i} \right), \quad (22)$$

$$\bar{\rho} \varepsilon_{ij} = \overline{t_{kj} \frac{\partial u_i''}{\partial x_k} + t_{ki} \frac{\partial u_j''}{\partial x_k}}, \quad (23)$$

$$\bar{\rho} C_{ijk} = \overline{\rho u_i'' u_j'' u_k''} + \overline{\rho' u_i''} \delta_{jk} + \overline{\rho' u_j''} \delta_{ik}. \quad (24)$$

Следовательно, связь Рейнольдсовых напряжений с кинетической энергией турбулентности примет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\bar{\rho} k) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\bar{\rho} \tilde{u}_j k) = -\bar{\rho} \tau_{ij} \frac{\partial \tilde{u}_i}{\partial x_j} - \bar{\rho} \varepsilon + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\overline{t_{ij} u_i''} - \frac{1}{2 \overline{\rho u_i'' u_j'' u_i''}} - \overline{\rho' u_i''} \right) -$$

$$-\overline{u_i''} \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial x_i} + \overline{\rho' \frac{\partial u_i''}{\partial x_j}}. \quad (25)$$

Многие распространённые модели турбулентности, в которых решается одно или два дополнительных уравнения для напряжений Рейнольдса (6 независимых компонента тензора), используют предположение Буссинеска [23] о связи Рейнольдсовых напряжений со средней скоростью линейных деформации через турбулентную вязкость, а тензор напряжений принимает следующий вид:

$$\bar{\rho} \tau_{ij} = \mu_T S_{ij} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \left(\bar{\rho} k + \mu_T \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right), \quad (26)$$

где μ_T – турбулентная вязкость, которая, в отличие от молекулярной вязкости не свойство жидкости, а свойство течения.

Используя гипотезу Буссинеска уравнения движения в форме Рейнольдса можно переписать в виде:

$$\frac{\partial(\rho \tilde{u}_j)}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{\rho} \tilde{u}_j \tilde{u}_i)}{\partial x_j} = -\frac{\partial \bar{\rho}}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \mu_T) \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \right] - \frac{2}{3} \bar{\rho} k. \quad (27)$$

Сумму молекулярной и турбулентной вязкостей называют эффективной вязкостью, которая зависит от выбора модели турбулентности.

Следует отметить, что применение гипотезы Буссинеска имеет свои достоинства:

1. Упрощение уравнений, так как решение отдельных уравнений для каждой компоненты рейнольдсовых напряжений представляет значительную сложность;

2. Повышение вычислительной устойчивости алгоритмов.

К недостаткам относится:

1. Неприменимость при расчёте вращающейся трубы.

С учётом гипотезы Буссинеска уравнение полной энергии принимает вид:

$$\frac{\partial(\bar{\rho} \tilde{h}_0)}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{\rho} \tilde{h}_0 \tilde{u}_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(k \frac{\partial \tilde{T}}{\partial x_j} - \frac{\mu_T}{Pr_T} \frac{\partial \tilde{h}}{\partial x_j} + (t_{ij} + \bar{\rho} \tau_{ij}) \tilde{u}_i \right), \quad (28)$$

Модели с одним уравнением для кинетической энергии турбулентности оказались неудовлетворительного качества из-за привлечения дополнительных не универсальных алгебраических соотношений для диссипации [24]. Для решения этой проблемы потребовалось введение второго дифференциального уравнения для диссипации, которое стало замыкающим соотношением.

Фундаментальную роль в двухпараметрической теории турбулентности, сыграли работы А.Н. Колмогорова [25] и Прандтля-Вигхардта [24], в которых было предложено связать коэффициент турбулентной вязкости и кинетической энергии турбулентности $k = \frac{1}{2} \overline{\rho u_k' u_k'}$

$$v_T = c_\mu \sqrt{k/\rho} \cdot L, \quad (29)$$

где L – интегральный масштаб турбулентности;

c_μ – эмпирическая постоянная.

С учётом предложения А.Н. Колмогорова о градиентном механизме турбулентной диффузии, уравнение для k приобретает вид:

$$\frac{\partial k}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial s_j} (u_j k) = \frac{\partial}{\partial s_j} \left[\mu \frac{\partial}{\partial s_j} \left(\frac{k}{\rho} \right) + \frac{v_T}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial s_j} \right] + \rho v_T \left(\frac{\partial u_k}{\partial s_j} + \frac{\partial u_j}{\partial s_k} \right) \frac{\partial u_k}{\partial s_j} - \rho \varepsilon, \quad (30)$$

где $\mu = \rho \nu$ – коэффициент динамической вязкости;

σ_k – эмпирическая постоянная.

Скорость диссипации энергии турбулентности в соответствии с гипотезой Колмогорова-Прандтля выражается при больших числах Рейнольдса через кинетическую энергию k и интегральный масштаб L соотношением

$$\varepsilon = C_d k^{\frac{3}{2}} / \rho L, \quad (31)$$

где C_d – эмпирическая постоянная.

Качество результатов, полученных при численных расчётах, зависит от таких факторов, как «внутренние» принятые зависимости вычислительного пакета (обычно скрытые от пользователя), качества расчётной сетки, а также алгоритма проведения численных вычислений.

В работах [16, 26, 27, 28, 29, 30, 31] утверждается, что характер течения в лопаточных машинах зависит от качества построенной «сетки» и выбранной модели турбулентности. Расчётная сетка проточной части гидротурбины должна быть построена с учётом определённых требований [31, 32, 33, 34], а именно сгущение расчётной сетки к лопаткам, меридиональному обводу и втулке. Причём для решения, построенного при использовании модели турбулентности, рекомендуется значение безразмерной координаты от стенки $y^+ > 20$, что обусловлено использованием пристеночных функций в так называемой высокорейнольдсовой модели турбулентности [35]. Для модели турбулентности $k-\omega$ и её производных рекомендуемое значение пристеночной безразмерной координаты стенки $y^+ < 2$, что является достаточным для разрешения пограничного слоя. Безразмерная координата y^+ определяется, как локальное число Рейнольдса построенное по скорости трения и расстоянию от стенки:

$$y^+ = \frac{\rho \cdot U_\tau \cdot y}{\mu}, \quad (32)$$

где $U_\tau = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}$ – скорость трения (динамическая скорость);

$$\tau_w = \frac{C_f \cdot \rho \cdot U^2}{2} - \text{касательное напряжение на стенке};$$

C_f – коэффициент поверхностного трения;

y – высота пристеночного элемента (расстояние от стенки);

μ – динамическая вязкость;

ρ – плотность воды.

При построении расчётной сетки рекомендуется использовать блочно-структурированную сетку, однако неструктурированная многогранная сеточная модель с безразмерной пристеночной координатой $y^+ > 20$ (что определяет способ описания течения в пограничном слое при помощи пристеночной функции – высокорейнольдсовая модель турбулентности) при расчётах показала лучшую сходимость с экспериментальными данными, хотя, при количестве ячеек сопоставимом со структурированной сеткой она требует в полтора раза больше времени и памяти при расчётах. Следовательно, выбор сеточной модели стоит делать исходя из поставленной задачи. Если рассматривать задачу обтекания автономного венца, то лучше использовать густую неструктурированную многогранную сетку со значением безразмерной пристеночной координаты $y^+ > 20$ (для высокорейнольдсовых моделей). При моделировании многовенцовой ступени, более оправдано использование структурированной сетки, достаточной для разрешения пограничного слоя. Несмотря на проигрыш многогранным сеткам в качестве расчета интегральных характеристик, данная модель более экономична по вычислительным и временным ресурсам. Так же применение структурированных сеток при расчетах многовенцовых задач более оправдано тем, что передача данных от венца к венцу происходит с меньшей погрешностью, нежели при расчетах на неструктурированных сетках, где центра ячеек располагаются хаотично. Однако построение структурированной расчётной сетки крайне затруднено, при наличии галтелей в расчётной области.

С развитием компьютерных технологий и повышением мощности вычислительных систем всё большее развитие получают методики вычислительной газодинамики CFD (метод контрольных объёмов) для моделирования сложных течений, в том числе в лопаточных машинах [14, 30, 34]. Применение численных методов позволяет оценить характеристики различных гидравлических машин, что может быть быстрее и дешевле проведения экспериментальных исследований, однако это требует доработки имеющихся алгоритмов [30, 36] с учётом специфики исследуемого объекта. Поэтому было решено провести численное моделирование напорной характеристики гидравлических машин с помощью методов вычислительной газодинамики, имеющихся в пакете Ansys CFX, получившем широкое распространение при проектировании и доводке гидравлических машин [29, 37, 38, 39, 40, 41].

Алгоритм проведения трёхмерных численных расчётов в коммерческом пакете ANSYS CFX включает следующие этапы:

– Создание трёхмерной модели исследуемого объекта;

- Построение расчётной сетки;
- Наложение граничных условий на исследуемую модель;
- Проведение расчетов (собственно моделирование);
- Анализ полученных данных;
- Корректировка граничных условий или расчетной сетки при необходимости;
- Запись полученных данных в итоговый файл.

Расчётная сетка состоит из малых дискретных объемов, которые заполняют исследуемую проточную часть, в них осуществляется процесс аппроксимации исходных дифференциальных или интегральных уравнений системой алгебраических уравнений, решаемых на ЭВМ (в каждом малом объеме ведется последовательное решение уравнения Навье-Стокса). Для стационарных течений дискретизация осуществляется в областях малого размера, для нестационарных течений – в областях малого размера и на малых промежутках времени. Поэтому решение нестационарной задачи занимает существенно большее время.

3.2 Создание модели для расчетов

Была полностью воссоздана по рабочим и проектным чертежам проточная часть гидротурбины Воткинской ГЭС в трёхмерной среде Auto CAD и ANSYS CFX. Создана твердотельная 3D модель гидротурбинной установки (рисунок 37), смоделировано движение потока воды в спиральной камере, обтекание колонн статора и направляющего аппарата при различных углах его открытия (рисунок 38), в программном комплексе ANSYS.

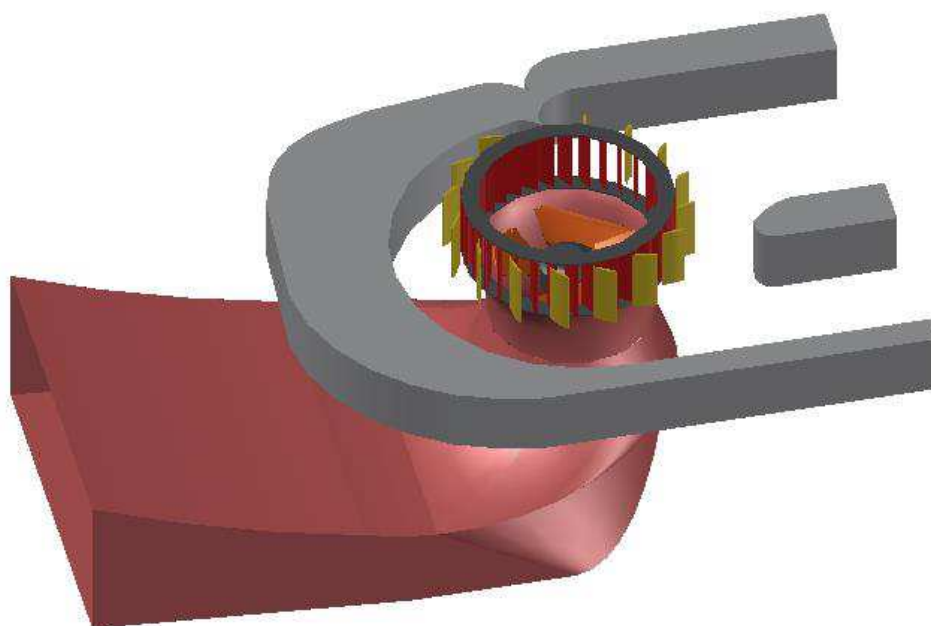


Рисунок 37 – 3D модель проточной части гидротурбины

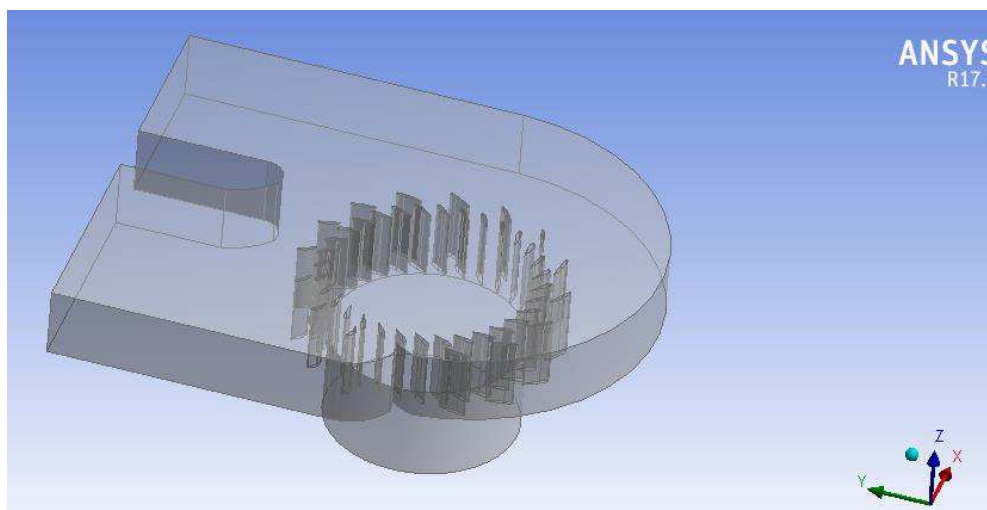


Рисунок 38 – твердотельная 3D модель исследуемой проточной части

ANSYS – универсальная программная система конечно-элементного анализа, является довольно популярной у специалистов в сфере автоматизированных инженерных расчетов (САПР, или CAE, Computer-Aided Engineering) и конечных элементов решения линейных и нелинейных, стационарных и нестационарных пространственных задач механики деформируемого твердого тела и механики конструкций, задачи механики жидкости и газа, теплопередачи и теплообмена, электродинамики, акустики, а также механики связанных полей [45].

Метод конечных элементов (МКЭ) — это численный метод решения дифференциальных уравнений с частными производными, а также интегральных уравнений, возникающих при решении задач прикладной физики. Метод широко используется для решения задач механики деформируемого твёрдого тела, теплообмена, гидродинамики и электродинамики.

Суть метода следует из его названия: область, в которой находится решение дифференциальных уравнений, разбивается на конечное количество подобластей (элементов). В каждом из элементов произвольно выбирается вид аппроксимирующей функции. В простейшем случае это полином первой степени. Вне своего элемента аппроксимирующая функция равна нулю. Значения функций на границах элементов (в узлах) являются решением задачи и заранее неизвестны. Коэффициенты аппроксимирующих функций обычно ищутся из условия равенства значения соседних функций на границах между элементами (в узлах). Затем эти коэффициенты выражаются через значения функций в узлах элементов. Составляется система линейных алгебраических уравнений[46].

3.3 Построение расчетных сеток элементов проточного тракта

Строились расчетные сетки для угловых секторов элементов проточной части с использованием ICEM CFD и приложения TURBOGRID, входящего в комплекс программ ANSYS Workbench 17.2.

Один из наиболее распространенных методов решения задач математической физики - метод сеток. Широкое применение объясняется его универсальностью и сравнительной простотой реализации на ЭВМ. Метод сеток объединяет несколько численных методов решения дифференциальных, интегральных и интегро-дифференциальных уравнений.

Понятие “сетка”:

1. Понятие “сетка” появляется при замене исходной задачи приближенной, а точнее – при замене исходной непрерывной области изменений аргументов конечным множеством с учетом используемого численного метода.

2. Это множество точек, на котором определяется решение задачи.

3. Сетка является основой для разработки численного метода, хотя в исходной математической постановке как таковая она не присутствует.

4. Решение определяется качеством сетки. Сетка должна следовать особенностям физического решения и быть согласованной со специфическими особенностями задачи. Точность вычислений зависит от размера сетки в физической области и возможностью управлять распределением точек сетки. Увеличение числа точек в областях, где решение сильно изменяется, помогает управлять точностью.

Приложение ICEM CFD 17.2 позволяют дискретизировать интересующую пользователя расчетную область в сетку одного из следующих типов [48]:

- многоблочную структурированную (Multiblock structured);
- неструктурированную гексаэдральную (Unstructured hexahedral);
- неструктурированную тетраэдральную (Unstructured tetrahedral);
- ортогональную (Cartesian);
- гибридную (Hybrid);
- четырехугольную или треугольную поверхностные (quadrilateral and triangular surface meshes).

Сетка спиральной камеры, например, строилась с применением гибридного подхода: в ядре потока использовались тетраэдры, а пристеночные области заполнялись призматическими элементами.

В свою очередь, приложение CFX Turbogrid 17.2 специально ориентировано на построение сеток для лопаточных аппаратов турбомашин. Независимо от типа лопаточного аппарата генерируемые сетки являются многоблочными с элементами шестигранной формы. Типы сеток, использующихся в каждом из блоков, следующие:

- Н-сетка для входного участка (спиральная камера);
- О-сетка вокруг пера лопатки (колонны статора);
- Н/С/Л-сетка в межлопаточном канале;
- Н-сетка для выходного участка (бочка турбины).

Генерация неструктурированной сетки базируется на двух элементарных законах аналитической геометрии: каждый многоугольник делится на треугольники, а каждый многогранник на тетраэдры. На примере спроектированной модели сетка конечных элементов имеет следующий вид (рисунок 39).

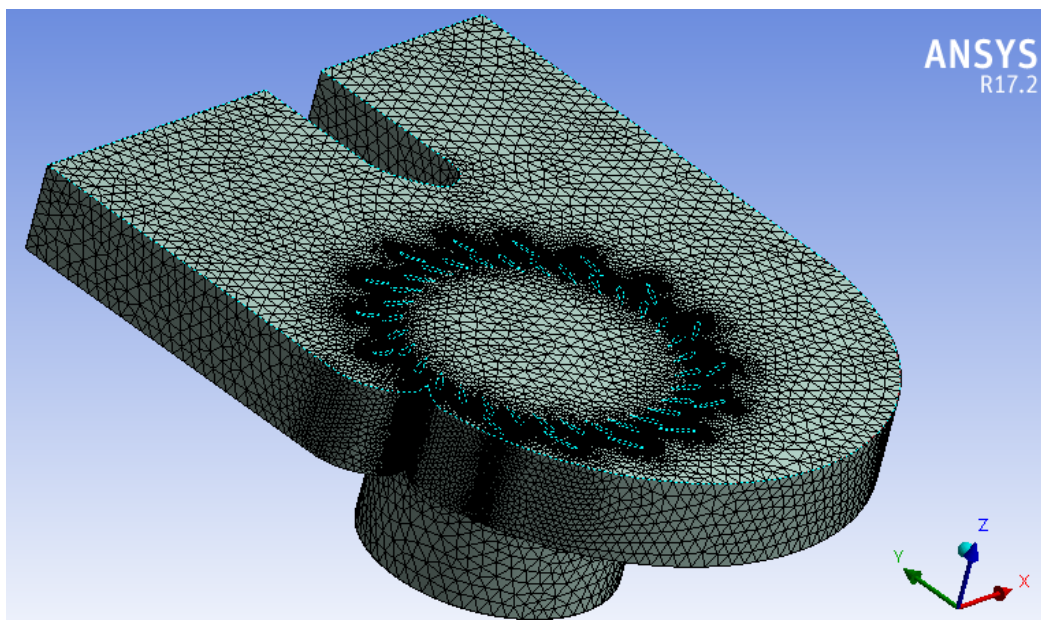


Рисунок 39 – сетка конечных элементов

В программном комплексе ANSYS существует специальная рабочая среда ANSYS CFX, которая позволяет выполнять расчет турбулентного потока жидкости.

ANSYS CFX – мощный инструмент для оптимизации процесса разработки и технологической подготовки в области вычислительной динамики жидкостей и газов. ANSYS CFX совмещает в себе передовую технологию решателя с современным пользовательским интерфейсом и адаптивной архитектурой, что делает этот инструмент доступным как для разработчиков, владеющих общими инженерными знаниями, так и для специалистов в области гидродинамики, работающими с моделью и ее свойствами на глубоком уровне. CFX позволяет детально изучить оборудование и процессы изнутри, повысить эффективность, увеличить срок службы и оптимизировать процессы. Адаптивная архитектура позволяет пользователю выполнять любые действия от стандартного анализа течения жидкости или газа до обработки сложных взаимодействующих систем. Пользователи могут сравнить несколько альтернативных конструкций. Возможность написания сценариев, полная автоматизированность, генерация отчетов дают пользователю максимальное количество информации, полученной в результате расчётов [42,43,44].

3.4 Задание граничных условий

После создания модели и наложения сетки наступает момент задания граничных условий и написания программного кода для решения задачи. На рисунке 40 изображена модель с показанным входным и выходным отверстием.

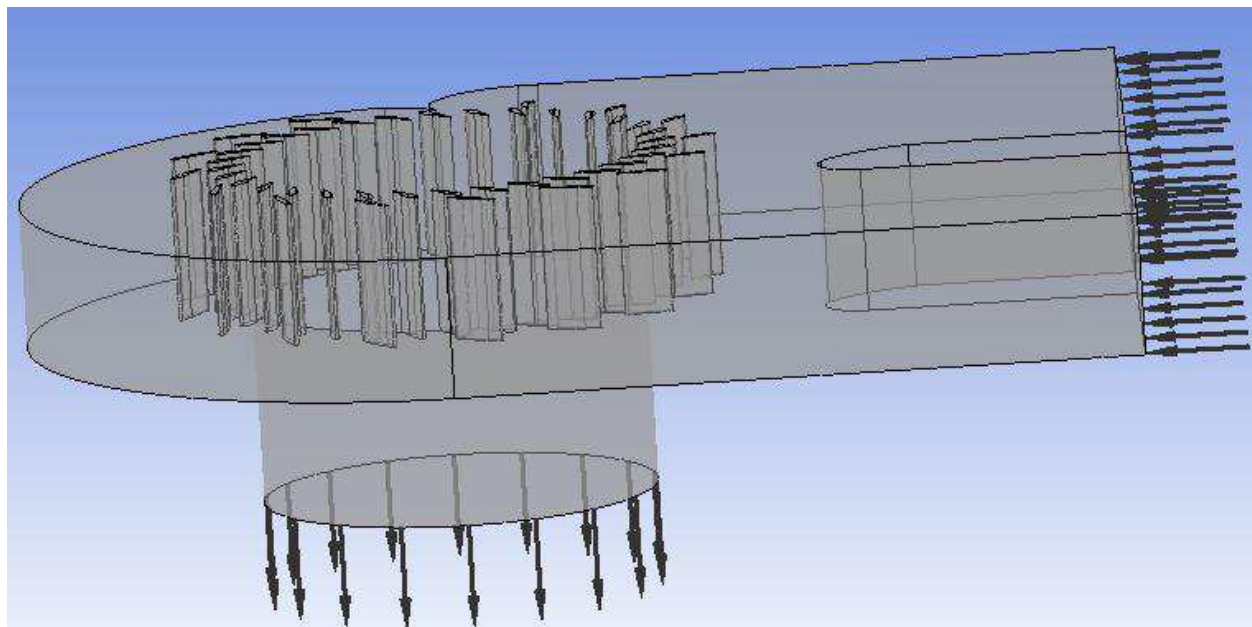


Рисунок 40 – входное и выходное отверстие

Каждая часть моделируемой проточной части: спиральная камера, колонны статора, направляющий аппарат, имеет свои собственные характерные граничные условия и количество узлов. Это сделано с учетом того, что наиболее большие погрешности при расчетах существуют в местах наибольшей неравномерности обтекаемых частей. В результате для более достоверного результата, количество точек расчета увеличено на колоннах статора и направляющем аппарате. Для этого была подобрана необходимая плотность сетки. Всего количество расчетных элементов составило 11722164 точек. В таблице 3 представлено количество элементов расчета для основных частей модели.

Таблица 3 – Количество элементов расчета по периметру

| Название моделируемого объекта | Количество расчетных элементов, шт. |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| Спиральная камера | 91385 |
| Колонны статора | 295361 |
| Направляющий аппарат | 381874 |

Хоть и увеличение расчетных элементов ведет к более длительным расчетам, но зато результат можно будет считать более достоверным и приемлемым для дальнейшего анализа.

Одной из важнейших задач при моделировании является правильное написание программных кодов. В самом программном комплексе Ansys CFX существуют свои собственные стандартные коды, но они не подходили для данного расчета и поэтому появилась необходимость написание этих кодов самостоятельно.

Код для задания единиц измерения выглядит следующим образом:

```
FLOW: Flow Analysis 1 &replace SOLUTION UNITS:
```

```
Angle Units = [rad]
```

```
Length Units = [m]
```

```
Mass Units = [kg]
```

```
Solid Angle Units = [sr]
```

```
Temperature Units = [K]
```

```
Time Units = [s]
```

```
END
```

```
END
```

Во многом определяющим при моделировании является задание и выбор типа моделирования. Для этого был написан специальный программный код, который учитывает влияние турбулентности потока и количество проведения итераций.

```
FLOW: Flow Analysis 1 &replace SOLVER CONTROL:
```

```
Turbulence Numerics = First Order
```

```
ADVECTION SCHEME:
```

```
Option = High Resolution
```

```
END
```

```
CONVERGENCE CONTROL:
```

```
Length Scale Option = Conservative
```

```
Maximum Number of Iterations = 250
```

```
Minimum Number of Iterations = 1
```

```
Timescale Control = Auto Timescale
```

```
Timescale Factor = 1.0
```

```
END
```

```
CONVERGENCE CRITERIA:
```

```
Residual Target = 1.E-4
```

```
Residual Type = RMS
```

```
END
```

```
DYNAMIC MODEL CONTROL:
```

```
Global Dynamic Model Control = On
```

```
END
```

```
END
```

```
END
```

Для расчета было необходимо правильно написать код для жидкости в потоке, в котором будет указаны все необходимые параметры: температура, вязкость, скорость, молярная масса, давление, таким образом код имеет следующий вид.

LIBRARY:

&replace MATERIAL: Water Ideal Gas

Material Description = Water Vapour Ideal Gas (100 C and 1 atm)

Material Group = Calorically Perfect Ideal Gases, Water Data

Option = Pure Substance

Thermodynamic State = Gas

PROPERTIES:

Option = General Material

ABSORPTION COEFFICIENT:

Absorption Coefficient = 1.0 [m⁻¹]

Option = Value

END

DYNAMIC VISCOSITY:

Dynamic Viscosity = 9.4E-06 [kg m⁻¹ s⁻¹]

Option = Value

END

EQUATION OF STATE:

Molar Mass = 18.02 [kg kmol⁻¹]

Option = Ideal Gas

END

REFERENCE STATE:

Option = Specified Point

Reference Pressure = 1.014 [bar]

Reference Specific Enthalpy = 0. [J/kg]

Reference Specific Entropy = 0. [J/kg/K]

Reference Temperature = 100 [C]

END

REFRACTIVE INDEX:

Option = Value

Refractive Index = 1.0 [m m⁻¹]

END

SCATTERING COEFFICIENT:

Option = Value

Scattering Coefficient = 0.0 [m⁻¹]

END

SPECIFIC HEAT CAPACITY:

Option = Value

Specific Heat Capacity = 2080.1 [J kg⁻¹ K⁻¹]

Specific Heat Type = Constant Pressure

END

THERMAL CONDUCTIVITY:

Option = Value

Thermal Conductivity = 193E-04 [W m⁻¹ K⁻¹]

END

END

END

END

Последней частью программного кода для начала расчета это задание ограничений на выходе потока, его давление и степень закрутки потока.

FLOW: Flow Analysis 1 &replace OUTPUT CONTROL:

RESULTS:

File Compression Level = Default

Option = Standard

END

END

END

3.5 Погрешность расчетов

Для того чтобы получить поток жидкости, который будет отвечать всем требованиям теории, недостаточно задать корректные начальные условия, необходимо, чтобы погрешность результатов была минимальной, а для этого нужно задать точное значение итераций. В противном случае, сходимость параметров не будет достигнута и ошибка расчетов будет составлять недопустимое значение. На рисунках 41,42 видно, что режим является установившимся, а погрешность результатов минимальна.

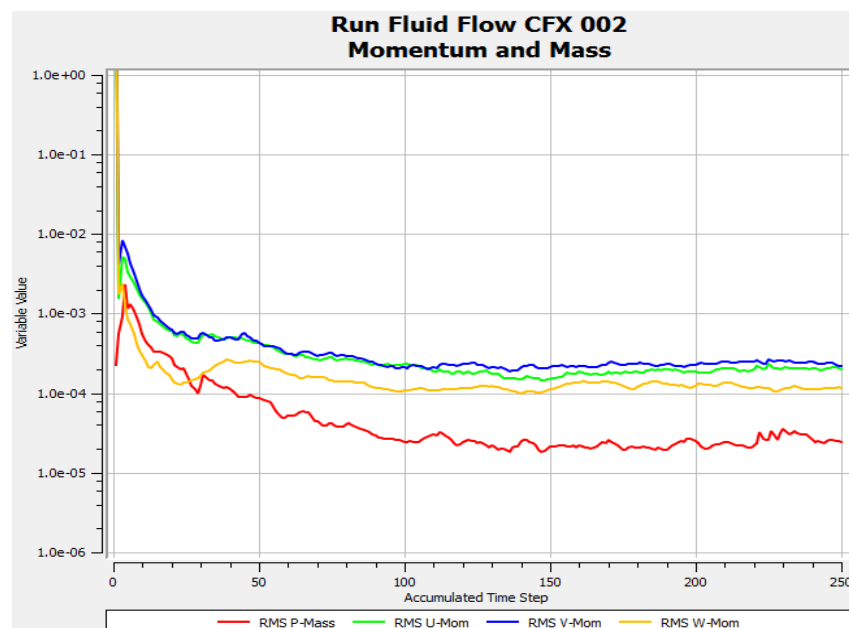


Рисунок 41 – погрешность результатов (красным–масса, зеленым–окружной момент, синим–радиальный момент, оранжевым–тангенсальный момент)

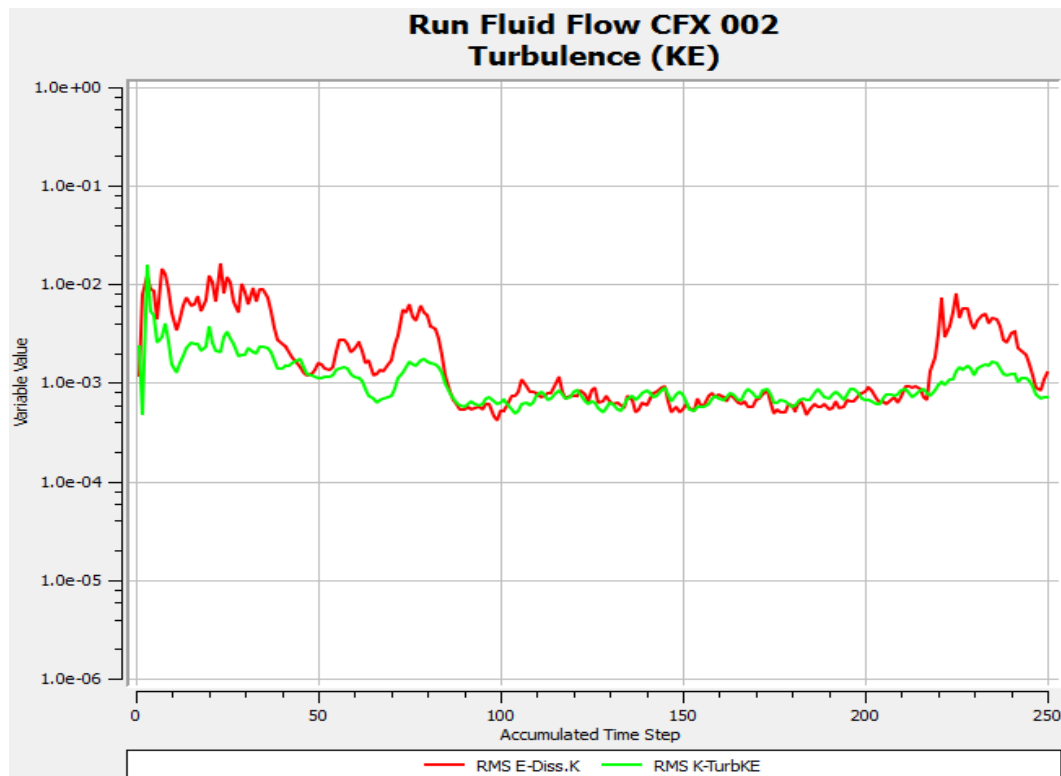


Рисунок 42 – погрешность результатов (красным–кинетическая энергия, зеленым–турбулентность потока)

Количество итераций составило 250, а погрешность в среднем колеблется в пределах 0,001%...0,0001%. Что достаточно для расчетов в магистерских диссертациях. Дальнейшее увеличение итераций приведет к значительной затрате времени расчетов.

3.6 Исходный код программы

В итоге индивидуальный программный код, для расчета потока в проточном тракте турбины имеет следующий вид:

```

LIBRARY:
MATERIAL: Water
Material Description = Water (liquid)
Material Group = Water Data, Constant Property Liquids
Option = Pure Substance
Thermodynamic State = Liquid
PROPERTIES:
Option = General Material
EQUATION OF STATE:
Density = 997.0 [kg m^-3]
Molar Mass = 18.02 [kg kmol^-1]
Option = Value
END

```

SPECIFIC HEAT CAPACITY:

Option = Value

Specific Heat Capacity = 4181.7 [J kg⁻¹ K⁻¹]

Specific Heat Type = Constant Pressure

END

REFERENCE STATE:

Option = Specified Point

Reference Pressure = 1 [atm]

Reference Specific Enthalpy = 0.0 [J/kg]

Reference Specific Entropy = 0.0 [J/kg/K]

Reference Temperature = 25 [C]

END

DYNAMIC VISCOSITY:

Dynamic Viscosity = 8.899E-4 [kg m⁻¹ s⁻¹]

Option = Value

END

THERMAL CONDUCTIVITY:

Option = Value

Thermal Conductivity = 0.6069 [W m⁻¹ K⁻¹]

END

ABSORPTION COEFFICIENT:

Absorption Coefficient = 1.0 [m⁻¹]

Option = Value

END

SCATTERING COEFFICIENT:

Option = Value

Scattering Coefficient = 0.0 [m⁻¹]

END

REFRACTIVE INDEX:

Option = Value

Refractive Index = 1.0 [m m⁻¹]

END

THERMAL EXPANSIVITY:

Option = Value

Thermal Expansivity = 2.57E-04 [K⁻¹]

END

END

END

END

FLOW: Flow Analysis 1

SOLUTION UNITS:

Angle Units = [rad]

Length Units = [m]

Mass Units = [kg]

Solid Angle Units = [sr]
Temperature Units = [K]
Time Units = [s]
END
ANALYSIS TYPE:
Option = Steady State
EXTERNAL SOLVER COUPLING:
Option = None
END
END
DOMAIN: Default Domain
Coord Frame = Coord 0
Domain Type = Fluid
Location = B1088
BOUNDARY: Default Domain Default
Boundary Type = WALL
Location = \

F1000.1088,F1001.1088,F1002.1088,F1003.1088,F1004.1088,F1005.1088,F1006.1088,F1007.1088,F1008.1088,F1009.1088,F1010.1088,F1011.1088,F1012.1088,F1013.1088,F1014.1088,F1015.1088,F1016.1088,F1017.1088,F1018.1088,F1019.1088,F1020.1088,F1021.1088,F1022.1088,F1023.1088,F1024.1088,F1025.1088,F1026.1088,F1027.1088,F1028.1088,F1029.1088,F1030.1088,F1031.1088,F1032.1088,F1033.1088,F1034.1088,F1035.1088,F1036.1088,F1037.1088,F1038.1088,F1039.1088,F1040.1088,F1041.1088,F1042.1088,F1043.1088,F1044.1088,F1045.1088,F1046.1088,F1047.1088,F1048.1088,F1049.1088,F1050.1088,F1051.1088,F1052.1088,F1053.1088,F1054.1088,F1055.1088,F1056.1088,F1057.1088,F1058.1088,F1059.1088,F1060.1088,F1061.1088,F1062.1088,F1063.1088,F1064.1088,F1065.1088,F1066.1088,F1067.1088,F1068.1088,F1074.1088,F1075.1088,F1076.1088,F1077.1088,F1078.1088,F1079.1088,F1080.1088,F1082.1088,F1083.1088,F1084.1088,F1085.1088,F1086.1088,F1087.1088,F1089.1088,F1090.1088,F1091.1088,F1092.1088,F1093.1088,F1098.1088,F1653.1088,F1654.1088,F1655.1088,F1656.1088,F1657.1088,F1658.1088,F1659.1088,F1660.1088,F1661.1088,F1662.1088,F1663.1088,F1664.1088,F1665.1088,F1666.1088,F1667.1088,F1668.1088,F1669.1088,F1670.1088,F1671.1088,F1672.1088,F865.1088,F868.1088,F869.1088,F870.1088,F871.1088,F872.1088,F873.1088,F874.1088,F875.1088,F876.1088,F877.1088,F878.1088,F879.1088,F882.1088,F886.1088,F887.1088,F888.1088,F889.1088,F890.1088,F891.1088,F892.1088,F893.1088,F894.1088,F895.1088,F896.1088,F897.1088,F898.1088,F899.1088,F900.1088,F901.1088,F902.1088,F903.1088,F904.1088,F905.1088,F906.1088,F907.1088,F908.1088,F909.1088,F910.1088,F911.1088,F912.1088,F913.1088,F914.1088,F915.1088,F916.1088,F917.1088,F918.1088,F919.1088,F920.1088,F921.1088,F922.1088,F923.1088,F924.1088,F925.1088,F926.1088,F927.1088,F928.1088,F929.1088,F930.1088,F931.1088,F932.1088,F933.1088,F934.1088,F935.1088,F936.1088,F937.1088,F938.1088,F939.\

1088,F940.1088,F941.1088,F942.1088,F943.1088,F944.1088,F945.1088,F946\
.1088,F947.1088,F948.1088,F949.1088,F950.1088,F951.1088,F952.1088,F95\
3.1088,F954.1088,F955.1088,F956.1088,F957.1088,F958.1088,F959.1088,F9\
60.1088,F961.1088,F962.1088,F963.1088,F964.1088,F965.1088,F966.1088,F\
967.1088,F968.1088,F969.1088,F970.1088,F971.1088,F972.1088,F973.1088,\
F974.1088,F975.1088,F976.1088,F977.1088,F978.1088,F979.1088,F980.1088\
,F981.1088,F982.1088,F983.1088,F984.1088,F985.1088,F986.1088,F987.108\
8,F988.1088,F989.1088,F990.1088,F991.1088,F992.1088,F993.1088,F994.10\
88,F995.1088,F996.1088,F997.1088,F998.1088,F999.1088

BOUNDARY CONDITIONS:

MASS AND MOMENTUM:

Option = No Slip Wall

END

WALL ROUGHNESS:

Option = Smooth Wall

END

END

END

BOUNDARY: Wall

Boundary Type = WALL

Location = Wall

BOUNDARY CONDITIONS:

MASS AND MOMENTUM:

Option = No Slip Wall

END

WALL ROUGHNESS:

Option = Smooth Wall

END

END

END

BOUNDARY: inlet

Boundary Type = INLET

Location = inlet

BOUNDARY CONDITIONS:

FLOW DIRECTION:

Option = Normal to Boundary Condition

END

FLOW REGIME:

Option = Subsonic

END

MASS AND MOMENTUM:

Option = Total Pressure

Relative Pressure = 4 [MPa]

END

TURBULENCE:
Option = Medium Intensity and Eddy Viscosity Ratio
END
END
END
BOUNDARY: outlet
Boundary Type = OUTLET
Location = outlet
BOUNDARY CONDITIONS:
FLOW REGIME:
Option = Subsonic
END
MASS AND MOMENTUM:
Option = Average Static Pressure
Pressure Profile Blend = 0.05
Relative Pressure = 0.01 [Pa]
END
PRESSURE AVERAGING:
Option = Average Over Whole Outlet
END
END
END
DOMAIN MODELS:
BUOYANCY MODEL:
Option = Non Buoyant
END
DOMAIN MOTION:
Option = Stationary
END
MESH DEFORMATION:
Option = None
END
REFERENCE PRESSURE:
Reference Pressure = 1 [atm]
END
END
FLUID DEFINITION: Fluid 1
Material = Water
Option = Material Library
MORPHOLOGY:
Option = Continuous Fluid
END
END
FLUID MODELS:

COMBUSTION MODEL:
Option = None
END
HEAT TRANSFER MODEL:
Fluid Temperature = 5 [C]
Option = Isothermal
END
THERMAL RADIATION MODEL:
Option = None
END
TURBULENCE MODEL:
Option = k epsilon
END
TURBULENT WALL FUNCTIONS:
Option = Scalable
END
END
END
OUTPUT CONTROL:
RESULTS:
File Compression Level = Default
Option = Standard
END
END
SOLVER CONTROL:
Turbulence Numerics = First Order
ADVECTION SCHEME:
Option = High Resolution
END
CONVERGENCE CONTROL:
Length Scale Option = Conservative
Maximum Number of Iterations = 250
Minimum Number of Iterations = 1
Timescale Control = Auto Timescale
Timescale Factor = 1.0
END
CONVERGENCE CRITERIA:
Residual Target = 1.E-4
Residual Type = RMS
END
DYNAMIC MODEL CONTROL:
Global Dynamic Model Control = On
END
END

END
COMMAND FILE:
Version = 17.2
Results Version = 17.2
END
SIMULATION CONTROL:
EXECUTION CONTROL:
EXECUTABLE SELECTION:
Double Precision = No
Large Problem = No
END
INTERPOLATOR STEP CONTROL:
Runtime Priority = Standard
MEMORY CONTROL:
Memory Allocation Factor = 1.0
END
END
PARALLEL HOST LIBRARY:
HOST DEFINITION: avel
Host Architecture String = winnt-amd64
Installation Root = C:\Program Files\ANSYS Inc\v%v\CFX
END
END
PARTITIONER STEP CONTROL:
Multidomain Option = Automatic
Runtime Priority = Standard
MEMORY CONTROL:
Memory Allocation Factor = 1.0
END
PARTITION SMOOTHING:
Maximum Partition Smoothing Sweeps = 100
Option = Smooth
END
PARTITIONING TYPE:
MeTiS Type = k-way
Option = MeTiS
Partition Size Rule = Automatic
Partition Weight Factors = 0.25000, 0.25000, 0.25000, 0.25000
END
END
RUN DEFINITION:
Run Mode = Full
Solver Input File = Fluid Flow CFX_001.res
Solver Results File = \

C:/Users/1/Desktop/Avel/Avel/Avel_pending/dp0_CFX_Solution-1/Fluid \
Flow CFX_002.res

END
 SOLVER STEP CONTROL:
 Runtime Priority = Standard
 MEMORY CONTROL:
 Memory Allocation Factor = 1.0
 END
 PARALLEL ENVIRONMENT:
 Number of Processes = 4
 Start Method = Intel MPI Local Parallel
 Parallel Host List = avel*4
 END
 END
 END
 END

Основные показатели и информация о расчетах представлены в таблицах 4...6.

Таблица 4 – Информация о среднем масштабе

| | |
|-----------------------|------------|
| Глобальная длина | 1,3279e+00 |
| Минимальная степень | 8,6000e-01 |
| Максимальная степень | 2,7858e+00 |
| Плотность | 9,9700e+02 |
| Динамическая скорость | 8,8990e-04 |
| Скорость | 4,8672e+00 |
| Адвекция времени | 2,7284e-02 |
| Число Рейнольдса | 7,2413e+07 |

Таблица 5 – Память, выделенная для запуска

| Раздел | Вещественная | Целое число | Качество | Логическая | Двукратная | Единицы измерения |
|----------|--------------|-------------|----------|------------|------------|-------------------|
| Минимум | 232,36 | 97,38 | 7,26 | 0,12 | 0,91 | Mwords |
| | 886,4 | 350,89 | 6,93 | 0,11 | 6,93 | Mbytes |
| Максимум | 238,83 | 96,4 | 7,26 | 0,12 | 0,91 | Mwords |
| | 911,07 | 367,73 | 6,93 | 0,11 | 6,93 | Mbytes |
| Среднее | 236,62 | 95,08 | 7,26 | 0,12 | 0,91 | Mwords |
| | 902,64 | 362,68 | 6,93 | 0,11 | 6,93 | Mbytes |
| Всего | 946,48 | 380,3 | 25,05 | 0,48 | 3,63 | Mwords |
| | 3610,55 | 1450,74 | 27,7 | 0,46 | 27,71 | Mbytes |

Таблица 6 – Информация о разделении

| Часть | Элементы | | Узлы | | Поверхности | |
|----------|----------|------|---------|------|-------------|------|
| | Число | % | Число | % | Число | % |
| 1 | 2778650 | 23,6 | 620450 | 24,8 | 184841 | 24,9 |
| 2 | 3003714 | 25,6 | 626217 | 25,1 | 190243 | 25,6 |
| 3 | 2979261 | 25,3 | 623510 | 25,0 | 184892 | 24,9 |
| 4 | 2993227 | 25,5 | 628424 | 25,2 | 183326 | 24,7 |
| Минимум | 2778650 | 23,6 | 620450 | 24,8 | 183326 | 24,7 |
| Максимум | 3003714 | 25,6 | 628424 | 25,2 | 190243 | 25,6 |
| Среднее | 2938713 | 25,0 | 624650 | 25,0 | 185862 | 25,0 |
| Всего | 11722164 | 100 | 2478444 | 100 | 741474 | 100 |

В итоге на построение корректной модели, написание кода, и самого моделирования в программе одной модели тратится около 120 часов, а таких моделей было построено 4 штуки.

3.7 Получение 3D потока жидкости в проточном тракте

Дальнейшим этапом становится получение 3D потока жидкости в проточной части для исходных размеров колонн статора (рисунок 43). При большем приближении видно (рисунок 44), что наибольшая неравномерность потока наблюдается на входных кромках колонн статора под номерами 2,3,7,8,11,12,13,14.

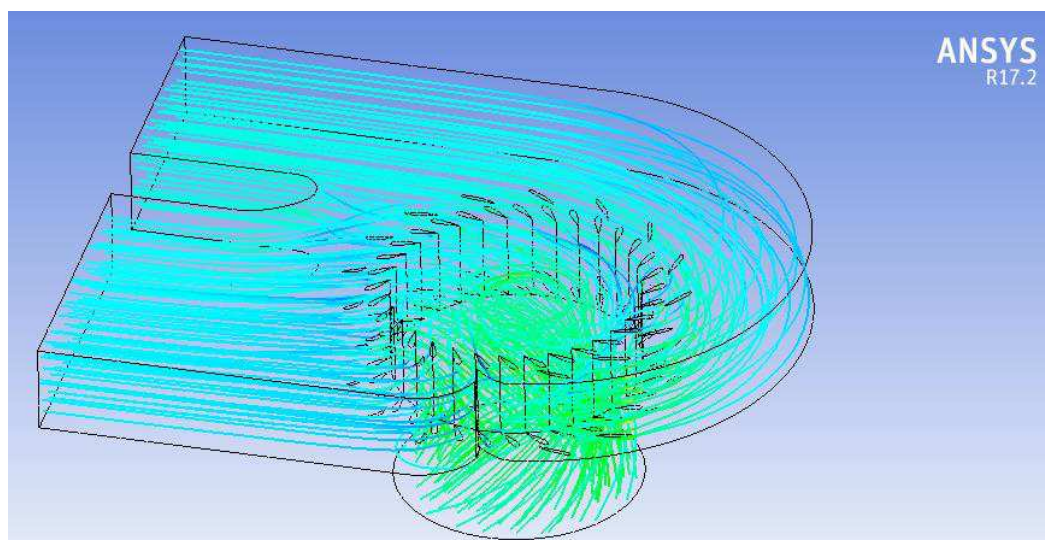


Рисунок 43 – поток жидкости в проточной части

3.8 Разработка индивидуальных профилей колонн статора

На основании полученных расчётов и спектральном распределении скоростей, было принято решение, разработать индивидуальные профили для каждой колонны статора (наплавка), при которых неравномерность скоростей

потока была бы минимальной при их обтекании. После разработки новой формы колонны и внесения необходимых геометрических изменений в 3D модели, повторно произведено моделирование и расчёт потока жидкости (рисунок 45).

Увеличенное изображение колонны статора с присутствующей неравномерностью скоростей, а также шкала скоростей представлены на рисунке 46.

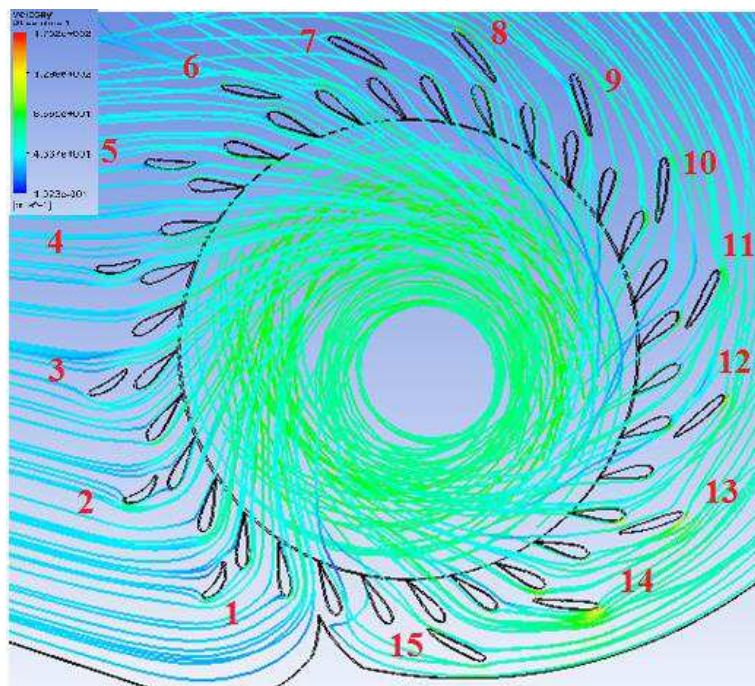


Рисунок 44 – неравномерность потока на входных кромках колонн статора

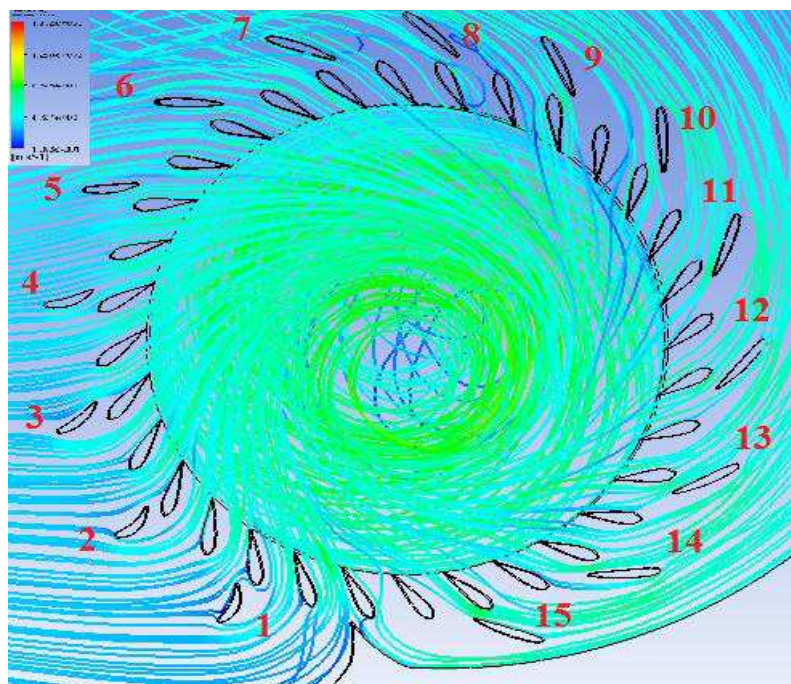


Рисунок 45 – поток жидкости после изменения профилей колонн статора

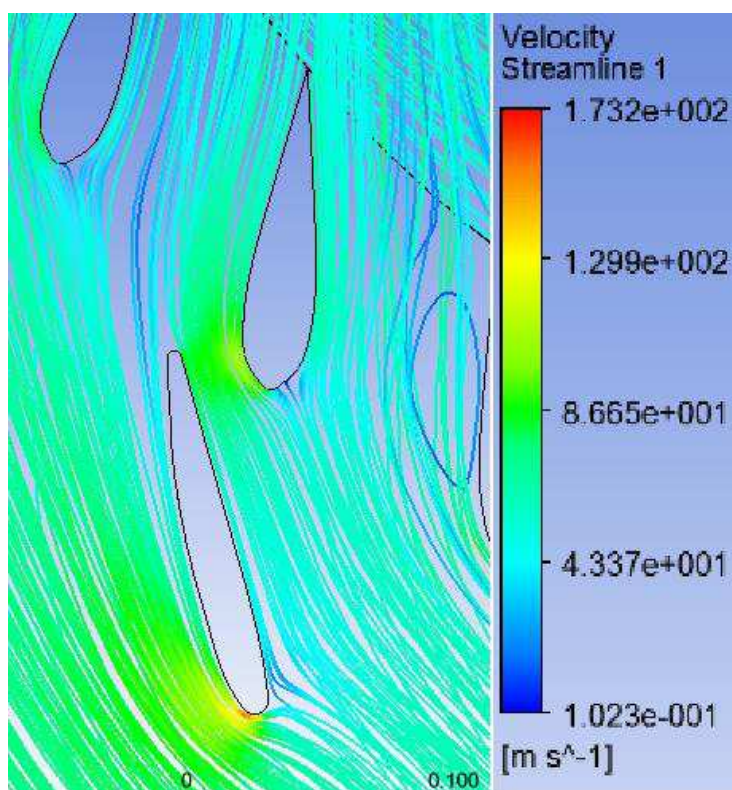


Рисунок 46 – увеличенное изображение колонны статора и спектральная шкала распределений скоростей

Видно, что после изменения профилей местная неравномерность потока уменьшилась, следовательно, уменьшились напряжения на входных кромках, дополнительные потери кинетической энергии уменьшены. Для того, чтобы убедиться в достоверности результатов, и увидеть эффект от улучшения форм колонн статора, были созданы еще две модели с другим углом открытия направляющего аппарата.

На рисунке 47 показан поток жидкости при открытии направляющего аппарата на 78,57%.

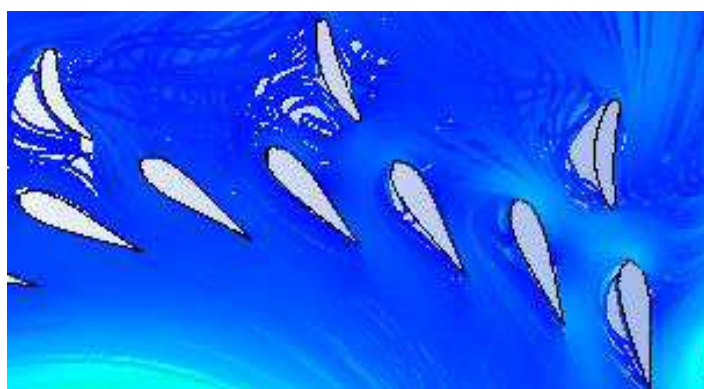


Рисунок 47 – поток жидкости при открытии направляющего аппарат на 78,57%

На рисунке 48 показан поток жидкости при открытии направляющего аппарата на 50 %.

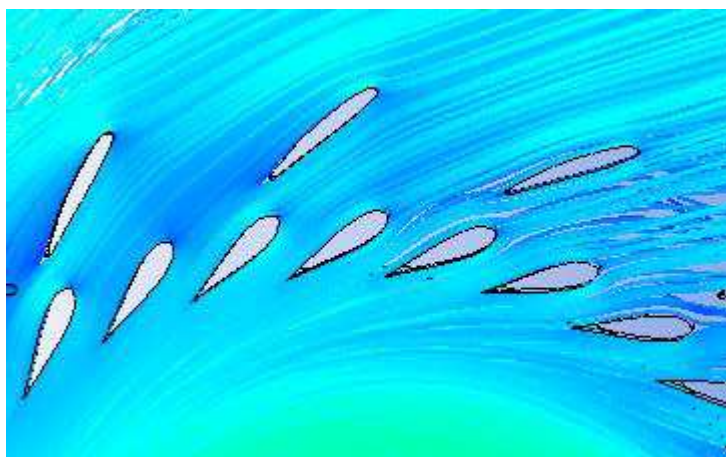


Рисунок 48 – поток жидкости при открытии направляющего аппарат на 50 %

Видно, что равномерность потока остается неизменной, поэтому можно считать, что измененная форма колонн статора является достаточной для данной модели.

3.9 Расчет КПД

Последней частью исследования являлось расчет КПД установки, и сравнение результатов до и после изменения форм колонн статора. Для обработки результатов для режимов с разными вариантами открытия направляющего аппарата и методами вычисления (Stage, Transient) были разработаны подпрограммы языка CEL в CFX-Post. Макрос turbinePerform.cse (в среде CFX-Post) может быть использован для более быстрого определения КПД ступени методом Stage.

Если считать, что КПД всей турбины до изменения формы колонн статора равно заводскому значению, а именно 93,0 %, то разница между КПД моделей покажет увеличение или уменьшение КПД турбины в целом.

Результаты расчетов разницы КПД до и после изменения форм колонн статора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Разница КПД до и после изменения форм колонн статора

| Форма | КПД, % | Разница, % |
|--------------------|--------|------------|
| До (НА 100 %) | 93,0 | – |
| После (НА 100 %) | 93,295 | 0,295 |
| После (НА 78,57 %) | 93,694 | 0,694 |
| После (НА 50 %) | 93,467 | 0,467 |

Заметно, что при открытии близком к расчетному, КПД турбины имеет наибольшие показатели, что подтверждается расчетами, сделанными ранее.

3.10 Экономический эффект

В итоге, при увеличении КПД турбины за счет изменения форм колонн статора и, следовательно, улучшение равномерности скоростей потока, экономический эффект от такой модернизации представлен в таблице 8. Выгода вычислялась исходя из средней стоимости 1 МВт·ч на рынке на сутки вперед.

Таблица 8 – Экономический эффект

| Модернизация | Форма колонн статора | Средняя мощность ГЭС за год, МВт | Выработка, млн.кВт·ч | Разница, млн.кВт·ч | Выгода, млн.руб. в год |
|----------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------|------------------------|
| Старая турбина | Неизменная | 318,67 | 2793 | 20,83 | 21 |
| | Измененная | 321,05 | 2812 | | |
| Новая турбина | Измененная | 322,42 | 2824 | 32,84 | 33 |

Также хотелось бы отметить, что данный экономический расчет сделан без учета модернизации турбин. Следовательно, если учесть, что после модернизации, КПД турбины увеличился на 0,6 %, то при учете изменения форм колонн статора КПД турбины составит 94,094 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе магистерской диссертации был выполнен расчет и сравнительный анализ энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации. Результатом такой модернизации является увеличение КПД турбины с 93,0% до 93,4%. Также создана экспериментально обоснованная методика определения неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора с помощью вычислительной гидродинамики Ansys CFX. Было выявлено и доказано присутствие неравномерности потока в проточной части гидротурбины (что пагубно влияет на снижение КПД), разработаны индивидуальные профили колонн статора, при которых неравномерность потока стала минимальной. Это положительно сказывается на износостойкости колонн, а также ведет к повышению КПД турбины. Если данный расчет применить на практике, то максимальный КПД турбины Воткинской ГЭС составит 94,094%. Данное значение КПД было достигнуто за счет точечного изменения форм колонн статора. Использование программного комплекса ANSYS CFX позволяет моделировать потоки жидкости в проточных частях гидротурбины, что в свою очередь является неоспоримым преимуществом, при проектировании станции. Комплекс позволяет еще на стадии проектирования увидеть недостатки геометрических моделей и исправить их.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Методические указания по проведению натурных испытаний гидротурбинных агрегатов при вводе их в эксплуатацию на ГЭС», РД 153-34.2-31.302-2001.
2. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций», СТО 17330282.27.140.001- 2006.
3. Стандарт МЭК № 60041 «Международные правила натурных приемочных испытаний гидромашин по определению гидравлических характеристик гидравлических турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин».
4. Отчет АО «НИИЭС» «Энергетические испытания турбин Воткинской ГЭС абсолютным методом», 1995 г.
5. «Правила учета стока воды на гидроэлектростанциях», РД 153-34.2-21.563-00.
6. «Методические указания по учету стока воды на гидроэлектрических станциях», РД 153-34.2-21.564-00.
7. «Рекомендации по обследованию гидроэнергетического оборудования ГЭС РАО «ЕЭС России» при их реконструкции и техническом перевооружении», РД 153-34.0-20.642-98.
8. Breakthrough in the rehabilitation of stay vanes. Sébastien Beaulieu, Yves Labrecque, Michel Sabourin. Denver, CO :s.n., 2013. Hydrovision 2013.
9. Papillon B. Francis Turbine Rehab at Chief Joseph by Alstom // Hydro Review.-2013. - №10. –р.34-41.
10. History of the Composites Industry. American Composite Manufacturer Association. <http://www.acmanet.org/the-industry/history>. (дата обращения 19.03.2017).
11. Kirtley K.R. Beach T.A. Deterministic Blade Row Interactions in a centrifugal compressor stage // Journal of turbomachinery. Vol 114. №2. 1992. pp. 304-311.
12. Hathaway M.D., Chriss R.M., Wood J.R., Strazisar A.J., Experimental and Computational investigation of the NASA Low-Speed centrifugal compressor flow field // Journal of turbomachinery. Vol 115. №3. 1993 pp. 527-542.
13. Бредшоу П. Введение в турбулентность и её измерение. М.: Мир, 1974.
14. Гарбарук А.В., Стрелец М.Х., Шур М.Л. Моделирование турбулентности в расчётах сложных течений: учебное пособие. СПб: Изд-во Политехн. ун-та. 2012. 88 с.
15. Быков Ю.А. Моделирование течения в гидравлических турбинах с использованием различных моделей турбулентности // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2010. Т. 6, №7 (48). С. 47-50.
16. Галеркин Ю.Б., Гамбургер Д.М., Епифанов А.А. Анализ течения в гидравлических машинах методами вычислительной гидродинамики // Компрессорная техника и пневматика. 2009. № 3. С. 22-32.

17. Xinqian Z., Chuanjie L. Improvement in the performance of a high-pressure-ratio turbocharger centrifugal compressor by blade bowing and self-recirculation casing treatment // Journal of Automotive engineering. 2013. № 228(1), pp. 1-12.
18. Бутримов Д.Л., Федечкин К.С. Верификация современных численных методов расчёта трёхмерного течения в осевых турбинах // Авиадвигатели XXI века: Материалы конференции. М. ЦИАМ. 2010. С. 136-138.
19. Аникеев А.А., Молчанов А.М., Янышев Д.С. Основы вычислительного теплообмена и гидродинамики. Из-во: Либроком, 2010. 152 с.
20. Turbocharger Design & Analysis Solutions, World Congress Automotive Simulation, Detroit, 2012. URL: http://www.ansys.com/staticassets/ANSYS/Conference-2013/Static%20Assets/auto_conference_turbochargers_2012_Holmes_Hutchinson1.pdf (дата обращения 28.04.2016).
21. Шлихтинг Г., Теория пограничного слоя. Перев. с немецкого, Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», Москва, 1974. 712 с.
22. Wilcox, D.C. Turbulence Modeling for CFD / D.C. Wilcox. La Canada, California: DCW Industries Inc. 1998. 460 p.
23. Белов И.А., Исаев С.А. Моделирование турбулентных течений: Учебное пособие, Балт. гос. техн. ун-т. СПб., 2001. 108 с.
24. Лапин Ю.В. Статистическая теория турбулентности (прошлое и настоящее – краткий очерк идей). Научно технические ведомости 2'2004. с 7-20. URL: <http://aero.spbstu.ru/publ/lapin1.pdf> (дата обращения 19.03.2017).
25. Колмогоров А.Н. Уравнения Турбулентного движения несжимаемой жидкости // Изв. АН СССР, теор. Физ. 1942, т. 6, № 1-2.
26. Кабалык К.А., Крыллович В., Исследование течения вязкого газа в турбомашине с использованием программного пакета ANSYS CFX // Неделя науки СПбГПУ: материалы международной научно-практической конференции. Инженерно-технические науки. Часть 1. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. 2010. С. 576-579.
27. Никитин Е.Г., Кожухов Ю.В., Галёркин Ю.Б., Методика построения расчётной сетки осерадиального рабочего колеса для расчёта вязкого течения с использованием пакета программ ANSYS CFX // Неделя науки СПбГПУ: материалы международной научно-практической конференции. Инженерно-технические науки. Часть 1. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та 2010. С. 580-582.
28. Русанов А.В., Ершов С.В. Проблемы численного моделирования трёхмерных вязких течений в осевых машинах // Вісник СумДУ. № 1 (73), 2005. С. 10-19.
29. Горшков А.Ю., Горячкин Е.С., Мербаум В.Г., Туйзюков А.О. Численное моделирование рабочего процесса в малоразмерном центробежном компрессоре // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, том 15. № 6(2), 2013. С. 344-347.
30. Батулин О.В. Расчёт пространственной структуры потока в ступени осевого компрессора в программном комплексе ANSYS CFX [Электронный

ресурс]: электрон. учеб. пособие / О.В. Батулин, Д.А. Колмакова, В.Н. Матвеев и др. – Минобрнауки России, Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. акад. С.П. Королева (нац. исслед. ун-т). Самара. 2011. 100 с.

31. Le Sausse P. CFD comparison with centrifugal compressor measurements on a wide operating range // EPJ Web of Conferences 45. 2013. URL. http://www.epj-conferences.org/articles/epjconf/pdf/2013/06/epjconf_efm2013_01059.pdf (дата обращения 17.12.2016).

32. Гамбургер Д.М. Численное моделирование течения воды в гидравлических машинах: методика и результаты : дис. ... канд. техн. наук.-СПб.: СПбГПУ, 2009. 190 с.

33. Карлов А. М., Куфтов А. Ф. Отработка методики численного моделирования трехмерного вязкого течения в осерадиальном колесе в программном комплексе ANSYS CFX // Наука и образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. №11. 2012 С. 69-80. URL. <http://technomag.edu.ru/doc/465832.html> (дата обращения 02.08.2016).

34. Bosman Botha van der Merwe. Design of a Centrifugal Compressor Impeller for Micro Gas Turbine Application // Thesis presented in fulfilment of the requirements for the degree of Master of Science in Engineering in the Faculty of Mechanical and Mechatronic Engineering at Stellenbosch University. 2012. 123 p.

35. Волков К.Н., Пристеночное моделирование в расчётах турбулентных течений на неструктурированных сетках // Теплофизика и аэромеханика том 14. №1. 2007. С. 113-129.

36. Jason A, Bourgeois. Numerical Mixing Plane Studies With Validation For Aero-Engine Centrifugal Compressor Design. A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Engineering Science. 2008. 185 p.

37. Шелковский М.Ю. Верификация программного комплекса ANSYS CFX для численного анализа трёхмерного вязкого течения в компрессоре // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Современные технологии в газотурбостроении № 3/10 (57), 2012. С. 60-65.

38. MingYao Ding, Clinton Groth, CFD Analysis of Off-design Centrifugal Compressor Operation and Performance. International Ansys Conference. 2006. URL. <http://www.ansys.com/staticassets/ANSYS/staticassets/resourcelibrary/confpaper/2006-Int-ANSYS-Conf-252.pdf> (дата обращения 02.08.2016).

39. Persson A., Runsten J. CFD investigation of a 3.5 stage transonic axial compressor including real geometry effects: Master's Thesis in Solid and Fluid Mechanics, Goteborg, 2011. URL. <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/152474.pdf> (дата обращения 19.03.2017).

40. Седунин В.А. Исследование и разработка методов повышения эффективности работы первой ступени осевого компрессора ГТУ с регулируемым входным направляющим аппаратом: дис. ... канд.техн.наук. Екатеринбург, 2011. 184 с.

41. Sameer Kulkarni, Timothy A. Beach, Gary J. Skoch. Computational Study of the CC3 Impeller and Vaneless Diffuser Experiment. 49th AIAA/ASME/SAE/ASEE Joint Propulsion Conference, 2013. 12 p.
42. Shinji Yukimoto, Hiroshi Niino, Takashi Noguchi, Ryuji Kimura, Frederic Y. Moulin. Structure of a bathtub vortex: importance of the bottom boundary layer // Theor. Comput. Fluid Dyn. (2010)
43. A. Andersen, T. Bohr, B. S. Tenum, J. Juul Rasmussen. The bathtub vortex in a rotating container // J. Fluid Mech. (2006), vol. 556, pp. 121–146.
44. R. Fernandez-Feria and E. Sanmiguel-Rojas. On the appearance of swirl in a confined sink flow // PHYSICS OF FLUIDS. 2000
45. Википедия – свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. - <https://ru.wikipedia.org/wiki/ANSYS>. - (дата обращения: 30.03.2017)
46. Википедия – свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. - https://ru.wikipedia.org/wiki/Метод_конечных_элементов. - (дата обращения: 30.03.2017).
47. ANSYS ICEM CFD 14.5: User's Manual [Электронный ресурс] / ANSYS Inc., 2014.
48. Технический отчет акционерного общества «Научно-исследовательского института энергетических сооружений» (АО «НИИЭС»). «Уточнение энергетических характеристик, проведение натурных испытаний гидроагрегатов ст.№№2,3,4,6,9,10 филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС». Москва 2015 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Энергетические характеристики при напоре 18,89 м

Таблица А.1 – КПД генератора

| КПД генератора при $\cos\varphi=0,85$ | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| $P_{ген} / P_{ген,н}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,1 |
| $P_{ген},$ МВт | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 |
| $\eta_{ген}$ | 92,6 | 94,6 | 95,7 | 96,3 | 96,7 | 97,0 | 97,15 | 97,3 | 97,38 | 97,4 |
| КПД генератора при $\cos\varphi=1$ | | | | | | | | | | |
| $P_{ген} / P_{ген,н}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | |
| $P_{ген},$ МВт | 23,53 | 32,29 | 47,06 | 58,82 | 70,59 | 82,35 | 94,12 | 105,8 | 117,6 | |
| $\eta_{ген}$ | 94,34 | 95,41 | 96,13 | 96,61 | 96,95 | 97,18 | 97,34 | 97,44 | 97,47 | |

Таблица А.2 – Работа на комбинаторе при напоре 18,89 м

| φ° | α | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | $H_{гэс}$ | Δh | Q | $h_w (вх)$ | $h_v (вх)$ | H_T | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | N_T | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|----------|---------------|---------------|-----------|------------|-------------------|------------|------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | -м |
| -7,4 | 50,2 | 85,46 | 66,32 | 19,4 | 14,7 | 223,53 | 0,02 | 0,06 | 19,12 | 35,15 | 95,40 | 36,85 | 87,84 | 222,19 | 36,19 | 34,73 | 84,70 | 2,82 |
| -6,0 | 54,8 | 85,47 | 66,37 | 19,10 | 18,6 | 251,43 | 0,03 | 0,08 | 19,07 | 39,96 | 95,73 | 41,74 | 88,69 | 250,24 | 41,15 | 39,60 | 84,77 | 2,87 |
| -3,2 | 62,1 | 85,44 | 66,34 | 19,10 | 27,8 | 307,39 | 0,04 | 0,11 | 19,06 | 49,89 | 96,26 | 51,83 | 90,14 | 306,05 | 51,15 | 49,44 | 86,57 | 2,84 |
| 0,0 | 69,0 | 85,42 | 66,37 | 19,05 | 38,8 | 363,15 | 0,06 | 0,16 | 18,99 | 59,82 | 96,64 | 61,90 | 91,45 | 362,20 | 61,41 | 59,52 | 88,09 | 2,87 |
| 3,1 | 74,8 | 85,4 | 66,38 | 19,02 | 51,7 | 419,19 | 0,08 | 0,21 | 18,94 | 69,75 | 96,93 | 71,96 | 92,35 | 418,66 | 71,68 | 69,58 | 89,12 | 2,88 |
| 6,4 | 80,3 | 85,38 | 66,37 | 18,99 | 67,2 | 477,92 | 0,11 | 0,28 | 18,88 | 79,77 | 97,14 | 82,12 | 92,71 | 478,00 | 82,16 | 79,74 | 89,54 | 2,87 |

Продолжение таблицы А Таблица А.3 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и $\varphi^\circ = -6,1$

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_t$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -6,1 | 46,8 | 85,46 | 66,43 | 19,03 | 16 | 233,20 | 0,03 | 0,07 | 19,00 | 35,60 | 95,43 | 37,30 | 85,75 | 232,49 | 36,96 | 35,48 | 81,72 | -2,93 |
| | 51,3 | 85,46 | 66,4 | 19,06 | 17,6 | 244,58 | 0,03 | 0,07 | 19,03 | 38,37 | 95,63 | 40,12 | 87,81 | 243,66 | 39,67 | 38,15 | 83,85 | -2,90 |
| | 54,9 | 85,46 | 66,46 | 19,00 | 18,7 | 252,11 | 0,03 | 0,08 | 18,97 | 39,95 | 95,73 | 41,73 | 88,89 | 251,57 | 41,46 | 39,90 | 84,96 | -2,96 |
| | 58,4 | 85,45 | 66,42 | 19,03 | 20,2 | 262,03 | 0,03 | 0,08 | 19,00 | 41,33 | 95,82 | 43,13 | 88,28 | 261,28 | 42,77 | 41,19 | 84,44 | -2,92 |
| | 62,2 | 85,45 | 66,43 | 19,02 | 21,3 | 269,07 | 0,03 | 0,09 | 18,99 | 42,05 | 95,86 | 43,87 | 87,48 | 268,38 | 43,53 | 41,94 | 83,71 | -2,93 |

Таблица А.4 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и $\varphi^\circ = -1,7$

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_t$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -1,7 | 57,9 | 85,45 | 66,39 | 19,06 | 28,6 | 311,78 | 0,05 | 0,12 | 19,01 | 50,45 | 96,29 | 52,40 | 90,04 | 310,75 | 51,88 | 50,15 | 86,49 | -2,89 |
| | 62,4 | 85,44 | 66,42 | 19,02 | 31,5 | 327,21 | 0,05 | 0,13 | 18,97 | 53,42 | 96,41 | 55,41 | 90,94 | 326,51 | 55,06 | 53,27 | 87,45 | -2,92 |
| | 65,5 | 85,44 | 66,44 | 19,00 | 32,9 | 334,40 | 0,05 | 0,14 | 18,95 | 54,73 | 96,46 | 56,74 | 91,23 | 333,89 | 56,48 | 54,67 | 87,75 | -2,94 |
| | 68,8 | 85,44 | 66,39 | 19,05 | 34,4 | 341,94 | 0,05 | 0,14 | 19,00 | 55,97 | 96,51 | 57,99 | 90,96 | 340,98 | 57,51 | 55,69 | 87,53 | -2,89 |
| | 72,8 | 85,43 | 66,38 | 19,05 | 36,1 | 350,29 | 0,06 | 0,15 | 18,99 | 56,96 | 96,55 | 59,00 | 90,35 | 349,33 | 58,52 | 56,67 | 86,96 | -2,88 |

Таблица А.5 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и $\varphi^\circ = +3,4$

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_t$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 3,4 | 68,2 | 85,44 | 66,34 | 19,10 | 48,4 | 405,59 | 0,08 | 0,20 | 19,02 | 67,05 | 96,86 | 69,22 | 91,40 | 404,17 | 68,50 | 66,45 | 88,17 | -2,84 |
| | 72,2 | 85,44 | 66,36 | 19,08 | 50,5 | 414,30 | 0,08 | 0,21 | 19,00 | 69,07 | 96,91 | 71,27 | 92,24 | 413,10 | 70,65 | 68,56 | 89,01 | -2,86 |
| | 75,2 | 85,43 | 66,34 | 19,09 | 51,8 | 419,60 | 0,08 | 0,21 | 19,01 | 70,31 | 96,94 | 72,53 | 92,64 | 418,29 | 71,85 | 69,73 | 89,42 | -2,84 |
| | 78,3 | 85,46 | 66,47 | 18,96 | 54,3 | 429,60 | 0,09 | 0,22 | 18,87 | 71,25 | 96,97 | 73,48 | 92,32 | 429,79 | 73,57 | 71,39 | 89,11 | -2,97 |
| | 82,3 | 85,42 | 66,39 | 19,03 | 56,6 | 438,61 | 0,09 | 0,23 | 18,94 | 72,13 | 96,99 | 74,37 | 91,21 | 438,02 | 74,07 | 71,88 | 88,04 | -2,89 |

Продолжение таблицы А Таблица А.6 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и $\varphi^\circ = +8,8$

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| +8,8 | 77,4 | 85,41 | 66,73 | 18,68 | 75,5 | 506,57 | 0,12 | 0,31 | 18,56 | 81,24 | 97,16 | 83,61 | 90,60 | 511,05 | 85,85 | 83,24 | 87,46 | -3,23 |
| | 80,4 | 85,4 | 66,74 | 18,66 | 76,8 | 510,92 | 0,12 | 0,32 | 18,54 | 83,12 | 97,19 | 85,52 | 97,99 | 515,74 | 87,97 | 85,30 | 88,82 | -3,24 |
| | 84,5 | 85,39 | 66,74 | 18,65 | 79,8 | 520,80 | 0,13 | 0,33 | 18,52 | 85,10 | 97,22 | 87,53 | 92,44 | 525,93 | 90,14 | 87,41 | 89,26 | -3,24 |
| | 89,5 | 85,38 | 66,74 | 18,64 | 84,3 | 535,28 | 0,13 | 0,35 | 18,51 | 86,80 | 97,25 | 89,26 | 91,80 | 540,80 | 92,05 | 89,22 | 88,63 | -3,24 |
| | 92,5 | 85,36 | 66,76 | 18,60 | 87,3 | 544,72 | 0,14 | 0,36 | 18,46 | 87,54 | 97,26 | 90,01 | 91,19 | 551,01 | 93,16 | 90,28 | 88,02 | -3,26 |

Таблица А.7 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и $\varphi^\circ = +14,4$

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|-------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| +14,4 | 84,0 | 85,33 | 66,61 | 18,72 | 108,2 | 606,43 | 0,17 | 0,44 | 18,55 | 96,50 | 97,37 | 99,11 | 89,77 | 612,00 | 101,87 | 98,56 | 86,60 | -3,11 |
| | 87,5 | 85,32 | 66,63 | 18,69 | 110,2 | 612,01 | 0,18 | 0,45 | 18,51 | 98,28 | 97,38 | 100,9 | 90,74 | 618,18 | 104,00 | 100,62 | 87,53 | -3,13 |
| | 91,0 | 85,30 | 66,63 | 18,67 | 112,7 | 618,91 | 0,18 | 0,46 | 18,49 | 99,70 | 97,40 | 102,3 | 91,13 | 625,56 | 105,70 | 102,24 | 87,90 | -3,13 |
| | 94,1 | 85,29 | 66,63 | 18,66 | 116,2 | 628,45 | 0,19 | 0,48 | 18,47 | 100,54 | 97,40 | 103,2 | 90,57 | 635,47 | 106,72 | 103,18 | 87,34 | -3,13 |
| | 98,1 | 85,29 | 66,85 | 18,64 | 120,2 | 639,18 | 0,19 | 0,49 | 18,45 | 100,91 | 97,41 | 103,6 | 89,50 | 646,77 | 107,34 | 103,73 | 86,28 | -3,15 |

Продолжение таблицы А Таблица А.8 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и a= 54,1%

| φ° | a | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h_w (вх) | h_v (вых) | Нт | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нт | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -7,8 | 54,1 | 85,47 | 66,42 | 19,05 | 15,7 | 231,00 | 0,03 | 0,06 | 19,02 | 35,83 | 95,45 | 37,54 | 87,01 | 230,18 | 37,13 | 35,65 | 82,94 | -2,92 |
| -6,9 | | 85,46 | 64,4 | 19,06 | 17 | 240,38 | 0,03 | 0,07 | 19,03 | 37,90 | 95,60 | 39,65 | 88,28 | 239,47 | 39,20 | 37,68 | 84,27 | -2,90 |
| -6,1 | | 85,46 | 66,43 | 19,03 | 18,4 | 250,08 | 0,03 | 0,08 | 19,00 | 39,84 | 95,72 | 41,62 | 89,22 | 249,34 | 41,25 | 39,70 | 85,27 | -2,93 |
| -5,3 | | 85,46 | 66,39 | 19,07 | 20 | 260,73 | 0,03 | 0,08 | 19,04 | 41,55 | 95,83 | 43,36 | 88,99 | 259,70 | 42,85 | 41,27 | 85,13 | -2,89 |
| -4,4 | | 85,45 | 66,43 | 19,02 | 22,1 | 274,07 | 0,04 | 0,09 | 18,98 | 43,30 | 95,93 | 45,14 | 88,37 | 273,38 | 44,80 | 43,18 | 84,62 | -2,93 |

Продолжение таблицы А Таблица А.9 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и а= 65,2%

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вых)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|----------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | -м |
| -3,4 | 65,2 | 85,45 | 66,39 | 19,06 | 28,6 | 311,78 | 0,05 | 0,12 | 19,01 | 50,97 | 96,31 | 52,92 | 90,94 | 310,75 | 52,40 | 50,67 | 87,38 | 2,89 |
| -2,4 | | 85,45 | 66,4 | 19,05 | 30,8 | 323,55 | 0,05 | 0,13 | 19,00 | 53,14 | 96,40 | 55,12 | 91,35 | 322,60 | 54,64 | 52,87 | 87,83 | 2,90 |
| -1,7 | | 85,44 | 66,39 | 19,05 | 32,9 | 334,40 | 0,05 | 0,14 | 19,00 | 55,02 | 96,47 | 57,03 | 91,45 | 333,45 | 56,54 | 55,47 | 87,99 | 2,89 |
| -0,8 | | 85,44 | 66,4 | 19,04 | 35,7 | 348,34 | 0,06 | 0,15 | 18,98 | 57,13 | 96,55 | 59,17 | 91,16 | 347,48 | 58,73 | 56,88 | 87,75 | 2,90 |
| 0,4 | | 85,43 | 66,4 | 19,03 | 39,2 | 365,02 | 0,06 | 0,16 | 18,97 | 59,64 | 96,64 | 61,72 | 90,82 | 364,26 | 61,34 | 59,44 | 87,48 | 2,90 |

Таблица А.10 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и а= 75,2%

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 1,6 | 75,2 | 85,44 | 66,37 | 19,07 | 47,6 | 402,23 | 0,08 | 0,20 | 18,99 | 66,80 | 96,85 | 68,97 | 91,97 | 401,12 | 68,40 | 66,36 | 88,72 | -2,87 |
| 2,4 | | 85,44 | 66,39 | 19,05 | 49,5 | 410,18 | 0,08 | 0,20 | 18,97 | 68,30 | 96,89 | 70,49 | 92,29 | 409,29 | 70,03 | 67,95 | 89,05 | -2,89 |
| 3 | | 85,43 | 66,39 | 19,04 | 52,3 | 421,62 | 0,08 | 0,22 | 18,96 | 70,30 | 96,94 | 72,52 | 92,43 | 420,87 | 72,13 | 70,00 | 89,21 | -2,89 |
| 4,3 | | 85,42 | 66,4 | 19,02 | 55,8 | 435,50 | 0,09 | 0,23 | 18,93 | 72,30 | 96,99 | 74,54 | 92,11 | 435,02 | 74,30 | 72,10 | 88,92 | -2,90 |
| 5,2 | | 85,42 | 66,42 | 19,00 | 58,5 | 445,91 | 0,09 | 0,24 | 18,91 | 73,50 | 97,02 | 75,76 | 91,55 | 445,70 | 75,66 | 73,42 | 88,38 | -2,92 |

Таблица А.11 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и а= 83,8%

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | -м |
| 6,8 | 83,8 | 85,4 | 66,78 | 18,62 | 73,4 | 499,48 | 0,12 | 0,30 | 18,50 | 80,70 | 97,15 | 83,07 | 91,57 | 504,67 | 85,68 | 83,09 | 88,40 | 3,28 |
| 7,9 | | 85,4 | 66,7 | 18,70 | 76 | 508,25 | 0,12 | 0,31 | 18,58 | 83,10 | 97,19 | 85,50 | 92,25 | 512,48 | 87,65 | 85,01 | 89,07 | 3,20 |
| 8,8 | | 85,39 | 66,73 | 18,66 | 78,7 | 517,20 | 0,13 | 0,32 | 18,53 | 84,60 | 97,22 | 87,02 | 92,48 | 522,12 | 89,53 | 86,82 | 89,30 | 3,23 |
| 9,7 | | 85,37 | 66,8 | 18,57 | 82 | 527,93 | 0,13 | 0,34 | 18,44 | 85,70 | 97,23 | 88,14 | 92,24 | 534,33 | 91,39 | 88,59 | 89,06 | 3,30 |
| 10,7 | | 85,37 | 66,81 | 18,56 | 87 | 543,79 | 0,14 | 0,36 | 18,42 | 87,50 | 97,26 | 89,97 | 91,50 | 550,65 | 93,42 | 90,53 | 88,32 | 3,31 |

Окончание приложения А Таблица А.12 – Работа на комбинаторе при Н=18,89 м. и а= 91,3%

| φ° | а | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вых)}$ | Нг | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Nг | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|--------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | -м |
| 12,6 | 91,3 | 85,33 | 66,64 | 18,69 | 108,2 | 606,43 | 0,17 | 0,44 | 18,52 | 96,30 | 97,36 | 98,91 | 89,73 | 612,49 | 101,90 | 98,59 | 86,56 | 3,14 |
| 13,6 | | 85,32 | 66,62 | 18,70 | 110,7 | 613,40 | 0,18 | 0,46 | 18,52 | 98,40 | 97,38 | 101,04 | 90,60 | 619,43 | 104,05 | 100,66 | 87,39 | 3,12 |
| 14,6 | | 85,31 | 66,64 | 18,67 | 113,4 | 620,83 | 0,18 | 0,47 | 18,49 | 100,10 | 97,40 | 102,77 | 91,21 | 627,52 | 106,13 | 102,65 | 87,98 | 3,14 |
| 15,5 | | 85,3 | 66,7 | 18,60 | 117,9 | 633,03 | 0,19 | 0,48 | 18,41 | 101,40 | 97,41 | 104,10 | 90,99 | 641,19 | 108,17 | 104,57 | 87,73 | 3,20 |
| 16,6 | | 85,28 | 66,64 | 18,64 | 124,4 | 650,25 | 0,20 | 0,51 | 18,44 | 103,00 | 97,42 | 105,73 | 89,82 | 658,10 | 109,60 | 105,88 | 86,57 | 3,14 |

Таблица А.13 – Комбинаторная зависимость при Н=18,89 м

| При фиксированном значении углов | | | | | | При фиксированном значении направляющего аппарата | | | | |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---|--------|--------|--------|--------|
| φ° | -6,1 | -1,7 | 3,4 | 8,8 | 14,4 | -6,1 | -1,7 | 3,4 | 8,8 | 14,4 |
| а,% | 54,90 | 65,50 | 75,20 | 84,50 | 91,00 | 54,10 | 65,20 | 75,20 | 83,80 | 91,30 |
| N, МВт | 41,46 | 56,48 | 71,85 | 90,14 | 105,7 | 41,25 | 56,54 | 72,13 | 89,53 | 106,1 |
| η_T , % | 88,89 | 91,23 | 92,64 | 92,44 | 91,13 | 89,22 | 91,45 | 92,43 | 92,48 | 91,21 |
| $\eta_{бл}$, % | 84,96 | 87,75 | 89,42 | 89,26 | 87,90 | 85,27 | 87,99 | 89,21 | 89,30 | 87,98 |
| $Q_{п}$ | 251,57 | 333,89 | 418,29 | 525,93 | 625,56 | 249,34 | 333,45 | 420,87 | 522,12 | 627,52 |

Таблица А.14 – разрез по эксплуатационной характеристике гидротурбины при напоре 18,89 м

| | | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|----------------|
| η_T , % | 90,0 | 91,0 | 92,0 | 92,5 | 93,0 | 93,0 | 92,5 | 92,0 | 91,0 | Лин.огран.мощ. |
| N, МВт | 23,5 | 28,0 | 34,0 | 38,0 | 43,5 | 77,5 | 88,0 | 95,5 | 107,0 | 110 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Энергетические характеристики при напоре 21,37 м

Таблица Б.1 – КПД генератора

| КПД генератора при $\cos\varphi=0,85$ | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|---------|--------|------|
| $P_{ген} / P_{ген.н}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1,1 |
| $P_{ген},$ МВт | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 |
| $\eta_{ген}$ | 92,6 | 94,6 | 95,7 | 96,3 | 96,7 | 97 | 97,15 | 97,3 | 97,38 | 97,4 |
| КПД генератора при $\cos\varphi=1$ | | | | | | | | | | |
| $P_{ген} / P_{ген.н}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | |
| $P_{ген},$ МВт | 23,53 | 35,295 | 47,06 | 58,825 | 70,59 | 82,355 | 94,12 | 105,885 | 117,65 | |
| $\eta_{ген}$ | 94,34 | 95,41 | 96,13 | 96,61 | 96,95 | 97,18 | 97,34 | 97,44 | 97,47 | |

Таблица Б.2 – Работа на комбинаторе при напоре 21,29 м

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_w (вх)$ | $h_v (вх)$ | Нг | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | Нг | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{6л}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|------------|------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -8,7 | 44,6 | 88,72 | 67,23 | 21,49 | 12,9 | 209,39 | 0,02 | 0,05 | 21,47 | 35,00 | 95,39 | 36,69 | 83,15 | 208,53 | 36,24 | 34,71 | 79,24 | -3,73 |
| -7,4 | 48,6 | 88,72 | 67,31 | 21,41 | 16,1 | 233,93 | 0,03 | 0,07 | 21,38 | 39,90 | 95,73 | 41,68 | 84,88 | 233,42 | 41,41 | 39,79 | 81,16 | -3,81 |
| -4,9 | 56,0 | 88,72 | 67,33 | 21,39 | 23,3 | 281,41 | 0,04 | 0,10 | 21,35 | 50,10 | 96,27 | 52,04 | 88,23 | 281,02 | 51,82 | 50,03 | 84,79 | -3,83 |
| -2,2 | 62 | 88,72 | 67,34 | 21,38 | 31,9 | 329,28 | 0,05 | 0,13 | 21,33 | 60,00 | 96,65 | 62,08 | 90,05 | 328,99 | 61,92 | 59,96 | 86,83 | -3,84 |
| 0,7 | 67,7 | 88,72 | 67,35 | 21,37 | 42 | 377,83 | 0,07 | 0,17 | 21,30 | 70,00 | 96,94 | 72,21 | 91,40 | 377,73 | 72,16 | 70,00 | 88,32 | -3,85 |
| 3,8 | 72,3 | 88,72 | 67,38 | 21,34 | 53,6 | 426,83 | 0,09 | 0,22 | 21,25 | 80,00 | 97,14 | 82,35 | 92,48 | 427,21 | 82,57 | 80,17 | 89,48 | -3,88 |
| 6,9 | 76,2 | 88,72 | 67,4 | 21,32 | 68,2 | 481,46 | 0,11 | 0,28 | 21,21 | 89,90 | 97,29 | 92,40 | 92,18 | 482,38 | 92,94 | 90,22 | 89,22 | -3,90 |
| 10,4 | 79,9 | 88,72 | 67,4 | 21,32 | 85,1 | 537,82 | 0,14 | 0,35 | 21,18 | 99,90 | 97,40 | 102,57 | 91,72 | 539,19 | 103,36 | 100,25 | 88,76 | -3,90 |

Продолжение приложения Б Продолжение таблицы Б.2

| φ° | a | $\nabla_{ВБ}$ | $\nabla_{НБ}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(ВХ)}$ | $h_{v(ВХ)}$ | НТ | $P_{ГЕН}$ | $\eta_{ГЕН}$ | НТ | $A\eta_T$ | $Q_{П}$ | $N_{Т.П}$ | $P_{Г.П}$ | $A\eta_{бл}$ | H_S |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 14,1 | 83,3 | 88,72 | 67,41 | 21,31 | 105,2 | 597,97 | 0,17 | 0,43 | 21,14 | 110,00 | 97,46 | 112,87 | 90,95 | 600,09 | 114,07 | 110,46 | 87,94 | -3,91 |

Таблица Б.3 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и $\varphi^\circ = -7,6$

| φ° | a | $\nabla_{ВБ}$ | $\nabla_{НБ}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(ВХ)}$ | $h_{v(ВХ)}$ | НТ | $P_{ГЕН}$ | $\eta_{ГЕН}$ | НТ | $A\eta_T$ | $Q_{П}$ | $N_{Т.П}$ | $P_{Г.П}$ | $A\eta_{бл}$ | H_S |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -7,6 | 39,8 | 88,63 | 66,94 | 21,69 | 13,3 | 212,62 | 0,02 | 0,05 | 21,67 | 34,26 | 95,33 | 35,93 | 79,46 | 210,76 | 35,00 | 33,50 | 75,67 | -3,44 |
| | 44,4 | 88,63 | 66,93 | 21,70 | 15,3 | 228,04 | 0,02 | 0,06 | 21,68 | 37,56 | 95,57 | 39,30 | 81,00 | 226,02 | 38,26 | 36,71 | 77,32 | -3,43 |
| | 47,9 | 88,62 | 66,91 | 21,71 | 16 | 233,20 | 0,03 | 0,07 | 21,68 | 39,83 | 95,72 | 41,61 | 83,83 | 231,08 | 40,49 | 38,90 | 80,15 | -3,41 |
| | 51 | 88,62 | 66,92 | 21,70 | 17 | 240,38 | 0,03 | 0,07 | 21,67 | 40,96 | 95,79 | 42,75 | 83,61 | 238,26 | 41,63 | 40,03 | 79,99 | -3,42 |
| | 54,5 | 88,62 | 66,95 | 21,67 | 18 | 247,35 | 0,03 | 0,07 | 21,64 | 42,06 | 95,86 | 43,88 | 83,51 | 245,34 | 42,82 | 41,19 | 79,94 | -3,45 |

Таблица Б.4 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и $\varphi^\circ = -3,7$

| φ° | a | $\nabla_{ВБ}$ | $\nabla_{НБ}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(ВХ)}$ | $h_{v(ВХ)}$ | НТ | $P_{ГЕН}$ | $\eta_{ГЕН}$ | НТ | $A\eta_T$ | $Q_{П}$ | $N_{Т.П}$ | $P_{Г.П}$ | $A\eta_{бл}$ | H_S |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -3,7 | 50,8 | 88,61 | 67,08 | 21,53 | 23,6 | 283,22 | 0,04 | 0,10 | 21,49 | 49,56 | 96,25 | 51,49 | 86,18 | 281,90 | 50,78 | 49,01 | 82,80 | -3,58 |
| | 54,8 | 88,61 | 67,1 | 21,51 | 25,6 | 294,98 | 0,04 | 0,11 | 21,47 | 52,79 | 96,39 | 54,77 | 88,10 | 293,76 | 54,09 | 52,27 | 84,76 | -3,60 |
| | 58,4 | 88,62 | 67,13 | 21,49 | 26,7 | 301,25 | 0,04 | 0,11 | 21,45 | 54,55 | 96,46 | 56,56 | 89,18 | 300,16 | 55,94 | 54,10 | 85,85 | -3,63 |
| | 61,9 | 88,62 | 67,15 | 21,47 | 28,5 | 311,24 | 0,05 | 0,12 | 21,42 | 55,82 | 96,50 | 57,84 | 88,36 | 310,27 | 57,30 | 55,43 | 85,09 | -3,65 |
| | 65,5 | 88,62 | 67,17 | 21,45 | 30,4 | 321,44 | 0,05 | 0,12 | 21,40 | 57,12 | 96,55 | 59,16 | 87,61 | 320,62 | 58,71 | 56,80 | 84,40 | -3,67 |

Таблица Б.5 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и $\varphi^\circ = +0,7$

| φ° | a | $\nabla_{ВБ}$ | $\nabla_{НБ}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(ВХ)}$ | $h_{v(ВХ)}$ | НТ | $P_{ГЕН}$ | $\eta_{ГЕН}$ | НТ | $A\eta_T$ | $Q_{П}$ | $N_{Т.П}$ | $P_{Г.П}$ | $A\eta_{бл}$ | H_S |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 0,7 | 59,7 | 88,6 | 67,28 | 21,32 | 37,4 | 356,54 | 0,06 | 0,15 | 21,26 | 64,57 | 96,79 | 66,71 | 89,66 | 356,80 | 66,86 | 64,80 | 86,54 | -3,78 |
| | 64,8 | 88,6 | 67,3 | 21,30 | 40,4 | 370,56 | 0,06 | 0,17 | 21,24 | 68,39 | 96,90 | 70,58 | 91,37 | 371,06 | 70,86 | 68,72 | 88,26 | -3,80 |

Продолжение приложения Б Продолжение таблицы Б.5

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 0,7 | 68,3 | 88,6 | 67,29 | 21,31 | 42,1 | 378,28 | 0,07 | 0,17 | 21,24 | 70,01 | 96,94 | 72,23 | 91,57 | 378,72 | 72,48 | 70,31 | 88,48 | -3,79 |
| | 71,4 | 88,59 | 67,27 | 21,32 | 43,8 | 385,84 | 0,07 | 0,18 | 21,25 | 71,36 | 96,97 | 73,60 | 91,44 | 386,22 | 73,81 | 71,62 | 88,38 | -3,77 |
| | 75,4 | 88,59 | 67,28 | 21,31 | 46,4 | 397,13 | 0,07 | 0,19 | 21,24 | 73,17 | 97,01 | 75,42 | 91,11 | 397,65 | 75,72 | 73,48 | 88,08 | -3,78 |

Таблица Б.6 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и $\varphi^\circ = +5,3$

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 5,3 | 66,8 | 88,6 | 67,23 | 21,37 | 54,0 | 428,42 | 0,09 | 0,22 | 21,28 | 79,81 | 97,14 | 82,16 | 91,80 | 428,50 | 82,21 | 79,81 | 88,81 | -3,73 |
| | 70,8 | 88,6 | 67,26 | 21,34 | 56,9 | 439,77 | 0,09 | 0,23 | 21,25 | 82,70 | 97,19 | 85,09 | 92,77 | 440,21 | 85,35 | 82,87 | 89,77 | -3,76 |
| | 74,3 | 88,6 | 67,27 | 21,33 | 59,5 | 449,70 | 0,10 | 0,24 | 21,23 | 84,71 | 97,22 | 87,13 | 92,95 | 450,31 | 87,48 | 84,95 | 89,96 | -3,77 |
| | 77,9 | 88,6 | 67,26 | 21,34 | 62,1 | 459,42 | 0,10 | 0,26 | 21,24 | 86,38 | 97,24 | 88,83 | 92,73 | 459,98 | 89,15 | 86,56 | 89,75 | -3,76 |
| | 81,9 | 88,59 | 67,24 | 21,35 | 66,0 | 473,63 | 0,11 | 0,27 | 21,24 | 88,74 | 97,27 | 91,23 | 92,36 | 474,16 | 91,53 | 88,86 | 88,86 | -3,74 |

Таблица Б.7 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и $\varphi^\circ = +10,4$

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 10,4 | 72,5 | 88,58 | 67,24 | 21,34 | 76,2 | 508,92 | 0,12 | 0,31 | 21,22 | 94,46 | 97,34 | 97,04 | 91,55 | 509,80 | 97,55 | 94,66 | 88,61 | -3,74 |
| | 76,6 | 88,58 | 67,25 | 21,33 | 81,2 | 525,35 | 0,13 | 0,33 | 21,20 | 98,23 | 97,38 | 100,87 | 92,27 | 526,49 | 101,53 | 98,51 | 89,31 | -3,75 |
| | 80,2 | 88,58 | 67,24 | 21,34 | 84,5 | 535,92 | 0,13 | 0,35 | 21,21 | 100,35 | 97,40 | 103,03 | 92,36 | 537,02 | 103,66 | 100,56 | 89,39 | -3,74 |
| | 83,2 | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 87,4 | 545,03 | 0,14 | 0,36 | 21,18 | 101,81 | 97,41 | 104,51 | 92,23 | 546,47 | 105,34 | 102,17 | 89,25 | -3,76 |
| | 87,2 | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 91,7 | 558,28 | 0,15 | 0,38 | 21,17 | 103,99 | 97,43 | 106,73 | 91,99 | 559,84 | 107,63 | 104,36 | 89,00 | -3,76 |

Продолжение приложения Б Таблица Б.8 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и а= 47,9 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -9,4 | 47,9 | 88,61 | 67,03 | 21,58 | 12,9 | 209,39 | 0,02 | 0,05 | 21,56 | 34,29 | 95,33 | 35,97 | 81,17 | 208,09 | 35,30 | 33,79 | 77,31 | -3,53 |
| -8,4 | | 88,61 | 67,05 | 21,56 | 14,2 | 219,69 | 0,02 | 0,06 | 21,54 | 36,53 | 95,50 | 38,25 | 82,36 | 218,44 | 37,60 | 36,05 | 78,57 | -3,55 |
| -7,6 | | 88,61 | 67,07 | 21,54 | 16 | 233,20 | 0,03 | 0,07 | 21,51 | 39,58 | 95,71 | 41,35 | 83,97 | 231,99 | 40,71 | 39,11 | 80,27 | -3,57 |
| -6,8 | | 88,61 | 67,05 | 21,56 | 17,3 | 242,49 | 0,03 | 0,07 | 21,53 | 41,13 | 95,80 | 42,93 | 83,76 | 241,13 | 42,21 | 40,59 | 80,14 | -3,55 |
| -5,9 | | 88,61 | 67,04 | 21,57 | 19,4 | 256,78 | 0,03 | 0,08 | 21,54 | 43,18 | 95,92 | 45,02 | 82,91 | 255,31 | 44,24 | 42,58 | 79,42 | -3,54 |

Таблица Б.9 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и а= 58,8 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -5,5 | 58,8 | 88,61 | 67,22 | 21,39 | 23,3 | 281,41 | 0,04 | 0,10 | 21,35 | 49,45 | 96,24 | 51,38 | 87,11 | 281,02 | 51,16 | 49,38 | 83,69 | -3,72 |
| -4,7 | | 88,61 | 67,24 | 21,37 | 24,8 | 290,33 | 0,04 | 0,10 | 21,33 | 51,36 | 96,33 | 53,32 | 87,71 | 290,07 | 53,17 | 51,36 | 84,33 | -3,74 |
| -3,8 | | 88,6 | 67,25 | 21,35 | 26,6 | 300,68 | 0,04 | 0,11 | 21,31 | 53,95 | 96,43 | 55,94 | 88,95 | 300,58 | 55,88 | 54,02 | 85,61 | -3,75 |
| -2,9 | | 88,6 | 67,26 | 21,34 | 28,8 | 312,87 | 0,05 | 0,12 | 21,29 | 56,02 | 96,51 | 58,04 | 88,76 | 312,86 | 58,04 | 56,14 | 85,48 | -3,76 |
| -1,7 | | 88,6 | 67,27 | 21,33 | 32,3 | 331,34 | 0,05 | 0,13 | 21,28 | 58,92 | 96,61 | 60,98 | 88,12 | 331,44 | 61,04 | 59,08 | 84,93 | -3,77 |

Таблица Б.10 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и а= 67,9 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -1,6 | 67,9 | 88,6 | 67,28 | 21,32 | 36,8 | 353,67 | 0,06 | 0,15 | 21,26 | 63,84 | 96,77 | 65,97 | 89,38 | 421,98 | 81,27 | 78,90 | 89,15 | -3,71 |
| -0,3 | | 88,6 | 67,3 | 21,30 | 39 | 364,08 | 0,06 | 0,16 | 21,24 | 66,56 | 96,85 | 68,73 | 90,55 | 434,83 | 84,31 | 81,86 | 89,77 | -3,72 |
| 0,7 | | 88,6 | 67,32 | 21,28 | 41,9 | 377,38 | 0,07 | 0,17 | 21,21 | 69,47 | 96,92 | 71,68 | 91,21 | 451,34 | 87,83 | 85,28 | 90,12 | -3,75 |
| 1,7 | | 88,6 | 67,31 | 21,29 | 45,1 | 391,52 | 0,07 | 0,19 | 21,22 | 72,05 | 96,98 | 74,29 | 91,10 | 463,43 | 90,15 | 87,53 | 90,09 | -3,76 |
| 3 | | 88,6 | 67,3 | 21,30 | 49,8 | 411,42 | 0,08 | 0,20 | 21,22 | 75,32 | 97,05 | 77,05 | 90,55 | 481,20 | 93,42 | 90,69 | 89,91 | -3,76 |

Продолжение приложения Б Таблица Б.11 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и а= 74,3 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|--------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м³/с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м³/с | МВт | МВт | % | м |
| 3 | 74,3 | 88,59 | 67,21 | 21,38 | 52,4 | 422,02 | 0,08 | 0,22 | 21,30 | 78,96 | 97,12 | 81,30 | 92,15 | 421,98 | 81,27 | 78,90 | 89,15 | -3,71 |
| 4,2 | | 88,59 | 67,22 | 21,37 | 55,6 | 434,72 | 0,09 | 0,23 | 21,28 | 81,86 | 97,17 | 84,24 | 92,77 | 434,83 | 84,31 | 81,86 | 89,77 | -3,72 |
| 5,3 | | 88,59 | 67,25 | 21,34 | 59,8 | 450,84 | 0,10 | 0,25 | 21,24 | 85,10 | 97,22 | 87,54 | 93,11 | 451,34 | 87,83 | 85,28 | 90,12 | -3,75 |
| 6,3 | | 88,59 | 67,26 | 21,33 | 63 | 462,74 | 0,10 | 0,26 | 21,23 | 87,29 | 97,25 | 89,75 | 93,07 | 463,43 | 90,15 | 87,53 | 90,09 | -3,76 |
| 7,6 | | 88,59 | 67,26 | 21,33 | 67,9 | 480,40 | 0,11 | 0,28 | 21,22 | 90,44 | 97,30 | 92,95 | 92,88 | 481,20 | 93,42 | 90,69 | 89,91 | -3,76 |

Таблица Б.12 – Работа на комбинаторе при Н=21,29 м. и а= 80,2 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|--------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м³/с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м³/с | МВт | МВт | % | м |
| 8,4 | 80,2 | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 77,7 | 513,90 | 0,12 | 0,32 | 21,20 | 95,50 | 97,35 | 98,10 | 91,75 | 515,07 | 98,77 | 95,84 | 88,80 | -3,76 |
| 9,6 | | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 81,2 | 525,35 | 0,13 | 0,33 | 21,19 | 97,99 | 97,38 | 100,63 | 92,09 | 526,61 | 101,36 | 98,34 | 89,13 | -3,76 |
| 10,4 | | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 85,6 | 539,39 | 0,14 | 0,35 | 21,18 | 100,78 | 97,40 | 103,47 | 92,25 | 540,78 | 104,27 | 101,14 | 89,28 | -3,76 |
| 11,3 | | 88,58 | 67,26 | 21,32 | 88,7 | 549,07 | 0,14 | 0,36 | 21,18 | 102,43 | 97,42 | 105,14 | 92,12 | 550,55 | 105,99 | 102,79 | 89,14 | -3,76 |
| 12,5 | | 88,58 | 67,24 | 21,34 | 94,1 | 565,54 | 0,15 | 0,39 | 21,19 | 105,33 | 97,44 | 108,10 | 91,90 | 566,91 | 108,89 | 105,55 | 88,91 | -3,74 |

Таблица Б.13 – Комбинаторная зависимость при Н=21,29 м

| При фиксированном значении углов | | | | | При фиксированном значении направляющего аппарата | | | | | |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| φ° | -7,6 | -3,8 | 0,7 | 5,3 | 10,4 | -7,6 | -3,8 | 0,7 | 5,3 | 10,4 |
| а, % | 47,90 | 58,80 | 67,90 | 74,30 | 80,20 | 47,90 | 58,80 | 67,90 | 74,30 | 80,20 |
| N, МВт | 40,49 | 55,94 | 72,48 | 87,48 | 103,66 | 40,71 | 55,88 | 72,08 | 87,83 | 104,27 |
| η _т , % | 83,83 | 89,18 | 91,57 | 92,95 | 92,36 | 83,97 | 88,95 | 91,21 | 93,11 | 92,25 |
| η _{бл} , % | 80,15 | 85,85 | 88,48 | 89,96 | 89,39 | 80,27 | 85,61 | 88,13 | 90,12 | 89,28 |
| Q _п | 231,08 | 300,16 | 378,72 | 450,31 | 537,02 | 231,99 | 300,58 | 378,08 | 451,34 | 540,78 |

Окончание приложения Б Таблица Б.14 – Разрез по эксплуатационной характеристике гидротурбины при напоре 21,29 м

| | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|----------------|
| $\eta_T, \%$ | 90,0 | 91,0 | 92,0 | 92,5 | 93,0 | 93,0 | 92,5 | 92, | Лин.огран.мощ. |
| N,МВт | 27,0 | 34,0 | 41,5 | 45,0 | 53,0 | 87,0 | 99,5 | 110,5 | 110,0 |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Энергетические характеристики при напоре 22,06 м

Таблица В.1 – КПД генератора

| КПД генератора при $\cos\varphi=0,85$ | | | | | | | | | | |
|---|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|---------|--------|------|
| $\frac{P_{\text{ген}}}{P_{\text{ген.н}}}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1,1 |
| $P_{\text{ген}}, \text{МВт}$ | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 |
| $\eta_{\text{ген}}$ | 92,6 | 94,6 | 95,7 | 96,3 | 96,7 | 97 | 97,15 | 97,3 | 97,38 | 97,4 |
| КПД генератора при $\cos\varphi=1$ | | | | | | | | | | |
| $\frac{P_{\text{ген}}}{P_{\text{ген.н}}}$ | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | |
| $P_{\text{ген}}, \text{МВт}$ | 23,53 | 35,295 | 47,06 | 58,825 | 70,59 | 82,355 | 94,12 | 105,885 | 117,65 | |
| $\eta_{\text{ген}}$ | 94,34 | 95,41 | 96,13 | 96,61 | 96,95 | 97,18 | 97,34 | 97,44 | 97,47 | |

Таблица В.2 – Работа на комбинаторе при напоре 22,06 м

| φ° | a | $\nabla_{\text{вб}}$ | $\nabla_{\text{нб}}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_w (\text{вх})$ | $h_v (\text{вх})$ | Нт | $P_{\text{ген}}$ | $\eta_{\text{ген}}$ | Нт | $A\eta_{\text{т}}$ | $Q_{\text{п}}$ | $N_{\text{т.п}}$ | $P_{\text{г.п}}$ | $A\eta_{\text{бл}}$ | H_s |
|-----------------|------|----------------------|----------------------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------|------------------|---------------------|-------|--------------------|-------------------|------------------|------------------|---------------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -9,1 | 42,7 | 88,85 | 66,7 | 22,15 | 12,5 | 206,12 | 0,02 | 0,05 | 22,13 | 34,74 | 95,37 | 36,43 | 81,36 | 205,48 | 36,09 | 34,53 | 77,52 | -3,20 |
| -7,8 | 46,7 | 88,86 | 66,75 | 22,11 | 14,8 | 224,28 | 0,02 | 0,06 | 22,09 | 39,71 | 95,72 | 41,49 | 8,32 | 223,81 | 41,22 | 39,58 | 81,58 | -3,25 |
| -5,4 | 53,8 | 88,86 | 66,74 | 22,12 | 21,3 | 269,07 | 0,03 | 0,09 | 22,09 | 49,57 | 96,25 | 51,50 | 88,29 | 268,50 | 51,18 | 49,37 | 84,85 | -3,24 |
| -4 | 57,5 | 88,88 | 67,15 | 21,73 | 25,9 | 296,70 | 0,04 | 0,11 | 21,69 | 54,59 | 96,46 | 56,59 | 89,59 | 298,77 | 57,79 | 55,84 | 86,25 | -3,65 |
| -2,9 | 59,6 | 88,87 | 66,74 | 22,13 | 29,4 | 316,11 | 0,05 | 0,12 | 22,08 | 59,60 | 96,64 | 61,67 | 90,01 | 315,47 | 61,30 | 59,32 | 86,79 | -3,24 |
| -0,2 | 65,1 | 88,87 | 66,72 | 22,15 | 39 | 364,08 | 0,06 | 0,16 | 22,09 | 69,49 | 96,92 | 71,69 | 90,82 | 363,30 | 71,23 | 69,07 | 87,78 | -3,22 |
| 2,7 | 69,4 | 88,87 | 66,73 | 22,14 | 49,8 | 411,42 | 0,08 | 0,20 | 22,06 | 79,49 | 97,13 | 81,84 | 91,86 | 410,79 | 81,46 | 79,07 | 88,90 | -3,23 |
| 4,6 | 72,1 | 88,88 | 67,13 | 21,75 | 57,4 | 441,70 | 0,09 | 0,24 | 21,66 | 84,321 | 97,21 | 86,74 | 92,37 | 445,09 | 88,76 | 86,14 | 89,42 | -3,63 |
| 5,7 | 73,3 | 88,87 | 66,75 | 22,12 | 62,4 | 460,53 | 0,10 | 0,26 | 22,02 | 89,51 | 97,28 | 92,01 | 92,43 | 460,24 | 91,84 | 89,16 | 89,52 | -3,25 |

Продолжение приложения В Продолжение таблицы В.2

| φ° | α | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | $H_{гэс}$ | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | N_T | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | N_T | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|----------|---------------|---------------|-----------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 8,9 | 76,6 | 88,88 | 66,75 | 22,13 | 77,2 | 512,24 | 0,12 | 0,32 | 22,01 | 99,36 | 97,39 | 102,02 | 92,20 | 512,08 | 101,92 | 98,90 | 89,29 | -3,25 |
| 10,5 | 78,2 | 88,88 | 66,73 | 22,15 | 86,2 | 541,28 | 0,14 | 0,35 | 22,01 | 104,40 | 97,43 | 107,15 | 91,62 | 541,04 | 107,01 | 103,78 | 88,71 | -3,23 |

Таблица В.3 – Работа на комбинаторе при $H=22,06$ м. и $\varphi^\circ = -7,8$

| φ° | α | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | $H_{гэс}$ | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | N_T | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | N_T | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|----------|---------------|---------------|-----------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -7,8 | 40,2 | 88,86 | 66,8 | 22,06 | 13 | 210,20 | 0,02 | 0,05 | 22,04 | 35,36 | 95,41 | 37,06 | 81,49 | 209,98 | 36,94 | 35,36 | 77,68 | -3,30 |
| | 43,7 | 88,86 | 66,78 | 22,08 | 13,8 | 216,57 | 0,02 | 0,06 | 22,06 | 37,98 | 95,60 | 39,73 | 84,72 | 216,25 | 39,55 | 37,93 | 80,91 | -3,28 |
| | 46,8 | 88,85 | 66,75 | 22,10 | 14,7 | 223,53 | 0,02 | 0,06 | 22,08 | 39,79 | 95,72 | 41,56 | 85,81 | 223,10 | 41,33 | 3,68 | 82,05 | -3,25 |
| | 49,8 | 88,85 | 66,76 | 22,09 | 15,75 | 231,37 | 0,03 | 0,06 | 22,06 | 41,09 | 95,80 | 42,89 | 85,59 | 230,99 | 42,68 | 41,01 | 81,90 | -3,26 |
| | 54,8 | 88,85 | 66,79 | 22,06 | 17,5 | 243,89 | 0,03 | 0,07 | 22,03 | 42,34 | 95,88 | 44,17 | 83,73 | 243,67 | 44,05 | 42,35 | 80,18 | -3,29 |

Таблица В.4 – Работа на комбинаторе при $H=22,06$ м. и $\varphi^\circ = -4,1$

| φ° | α | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | $H_{гэс}$ | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | N_T | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | N_T | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|----------|---------------|---------------|-----------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| -4,1 | 48,1 | 88,84 | 66,79 | 22,05 | 22,5 | 276,54 | 0,04 | 0,09 | 22,01 | 47,86 | 96,17 | 49,76 | 83,27 | 276,41 | 49,69 | 47,89 | 79,95 | -3,29 |
| | 52,7 | 88,84 | 66,79 | 22,05 | 23,7 | 283,82 | 0,04 | 0,10 | 22,01 | 51,85 | 96,35 | 53,81 | 87,75 | 283,69 | 53,74 | 51,89 | 84,40 | -3,29 |
| | 57,2 | 88,84 | 66,81 | 22,03 | 25,2 | 292,66 | 0,04 | 0,10 | 21,99 | 54,60 | 96,46 | 56,61 | 89,61 | 292,68 | 56,62 | 54,72 | 86,28 | -3,31 |
| | 61,3 | 88,84 | 66,81 | 22,03 | 26,8 | 301,81 | 0,04 | 0,11 | 21,99 | 56,00 | 96,51 | 58,02 | 89,07 | 301,85 | 58,04 | 56,12 | 85,80 | -3,31 |
| | 63,8 | 88,84 | 66,79 | 22,05 | 27,8 | 307,39 | 0,04 | 0,11 | 22,01 | 56,61 | 96,53 | 58,65 | 88,33 | 307,30 | 58,60 | 56,66 | 85,09 | -3,29 |

Таблица В.5 – Работа на комбинаторе при $H=22,06$ м. и $\varphi^\circ = +0,0$

| φ° | α | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | $H_{гэс}$ | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | N_T | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | N_T | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|----------|---------------|---------------|-----------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 0,0 | 57,5 | 88,83 | 66,95 | 21,88 | 36,6 | 352,70 | 0,06 | 0,15 | 21,82 | 63,28 | 96,75 | 65,40 | 86,57 | 354,08 | 66,18 | 64,07 | 83,54 | -3,45 |

Продолжение приложения В Продолжение таблицы В.5

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 0,0 | 62,5 | 88,83 | 66,94 | 21,89 | 38,3 | 360,80 | 0,06 | 0,16 | 21,83 | 67,65 | 96,88 | 69,83 | 90,32 | 362,15 | 70,62 | 68,45 | 87,26 | -3,45 |
| | 66,1 | 88,83 | 66,93 | 21,90 | 39,8 | 367,80 | 0,06 | 0,16 | 21,84 | 69,68 | 96,93 | 71,89 | 91,19 | 369,11 | 72,67 | 70,46 | 88,13 | -3,46 |
| | 69,6 | 88,83 | 66,94 | 21,89 | 41,8 | 376,93 | 0,07 | 0,17 | 21,82 | 70,85 | 96,96 | 73,07 | 90,49 | 378,39 | 73,92 | 71,68 | 87,47 | -3,45 |
| | 74,6 | 88,82 | 66,94 | 21,88 | 44,4 | 388,47 | 0,07 | 0,18 | 21,81 | 72,00 | 96,98 | 74,24 | 89,27 | 390,10 | 75,18 | 72,90 | 86,29 | -3,45 |

Таблица В.6 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и $\varphi^\circ = +4,4$

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|-------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 4,4 | 63,5 | 88,82 | 66,96 | 21,86 | 51,5 | 418,38 | 0,08 | 0,21 | 21,78 | 77,09 | 97,09 | 79,40 | 88,78 | 420,44 | 80,58 | 78,16 | 85,87 | -3,46 |
| | 68,0 | 88,83 | 66,95 | 21,88 | 53,7 | 427,22 | 0,09 | 0,22 | 21,79 | 81,52 | 97,17 | 83,90 | 91,80 | 429,17 | 85,05 | 82,54 | 88,85 | -3,45 |
| | 71,6 | 88,83 | 66,96 | 21,87 | 56,0 | 436,28 | 0,09 | 0,23 | 21,78 | 84,10 | 97,21 | 86,51 | 92,75 | 438,40 | 87,78 | 85,20 | 89,79 | -3,46 |
| | 76,1 | 88,85 | 66,95 | 21,90 | 59,3 | 448,95 | 0,09 | 0,24 | 21,81 | 86,09 | 97,24 | 88,53 | 92,13 | 450,87 | 89,68 | 87,04 | 89,20 | -3,45 |
| | 81,2 | 88,84 | 66,95 | 21,89 | 63,5 | 464,57 | 0,10 | 0,26 | 21,79 | 87,42 | 97,26 | 89,89 | 90,47 | 466,75 | 91,16 | 88,46 | 87,58 | -3,45 |

Таблица В.7 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и $\varphi^\circ = +9,2$

| φ° | a | $\nabla_{вб}$ | $\nabla_{нб}$ | Нгэс | Δh | Q | $h_{w(вх)}$ | $h_{v(вх)}$ | НТ | $P_{ген}$ | $\eta_{ген}$ | NT | $A\eta_T$ | $Q_{п}$ | $N_{т.п}$ | $P_{г.п}$ | $A\eta_{бл}$ | H_s |
|-----------------|------|---------------|---------------|-------|------------|-------------------|-------------|-------------|-------|-----------|--------------|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|--------------|-------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 9,2 | 68,5 | 88,64 | 66,95 | 21,89 | 71,6 | 493,32 | 0,11 | 0,29 | 21,78 | 91,10 | 97,30 | 93,62 | 88,79 | 495,77 | 95,03 | 92,17 | 85,94 | -3,45 |
| | 73,5 | 88,64 | 66,96 | 21,88 | 74,3 | 502,53 | 0,12 | 0,31 | 21,76 | 96,23 | 97,36 | 98,84 | 92,08 | 505,20 | 100,42 | 97,44 | 89,16 | -3,46 |
| | 77,5 | 88,64 | 66,94 | 21,90 | 77,9 | 514,56 | 0,12 | 0,32 | 21,78 | 99,03 | 97,39 | 101,68 | 92,45 | 517,12 | 103,21 | 100,13 | 89,53 | -3,44 |
| | 81,6 | 88,64 | 66,95 | 21,89 | 82,1 | 528,25 | 0,13 | 0,34 | 21,76 | 100,94 | 97,41 | 103,62 | 91,84 | 531,08 | 105,30 | 102,13 | 88,92 | -3,45 |
| | 87,1 | 88,64 | 66,95 | 21,89 | 89 | 550,00 | 0,14 | 0,37 | 21,75 | 102,35 | 97,42 | 105,06 | 89,48 | 553,09 | 106,84 | 103,55 | 86,60 | -3,45 |

Продолжение приложения В Таблица В.8 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и а= 47,3 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|----|--------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м³/с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м³/с | МВт | МВт | % | м |
| -9,5 | 47,3 | 88,85 | 67,1 | 21,75 | 13 | 210,20 | 0,02 | 0,05 | 21,73 | 34,45 | 95,35 | 36,13 | 80,58 | 211,47 | 36,79 | 35,19 | 76,75 | -3,60 |
| -8,4 | | 88,85 | 67,11 | 21,74 | 14 | 218,14 | 0,02 | 0,06 | 21,72 | 37,27 | 95,55 | 39,01 | 83,88 | 219,52 | 39,75 | 38,10 | 80,07 | -3,61 |
| -7,6 | | 88,85 | 67,11 | 21,74 | 15 | 225,79 | 0,02 | 0,06 | 21,72 | 39,54 | 95,70 | 41,31 | 85,83 | 227,23 | 42,10 | 40,42 | 82,05 | -3,61 |
| -6,6 | | 88,85 | 67,11 | 21,74 | 17 | 239,67 | 0,03 | 0,07 | 21,71 | 41,79 | 95,84 | 43,61 | 85,37 | 241,21 | 44,45 | 42,73 | 81,72 | -3,61 |
| -5,6 | | 88,85 | 67,11 | 21,74 | 19 | 254,79 | 0,03 | 0,08 | 21,71 | 43,82 | 95,96 | 45,67 | 84,11 | 256,45 | 46,56 | 44,80 | 80,60 | -3,61 |

Таблица В.9 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и а= 57,6 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|--------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м³/с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м³/с | МВт | МВт | % | м |
| -5,8 | 57,6 | 88,86 | 67,11 | 21,75 | 22,5 | 276,54 | 0,04 | 0,09 | 21,71 | 49,44 | 96,24 | 51,37 | 87,15 | 278,31 | 52,36 | 50,51 | 83,74 | -3,61 |
| -4,8 | | 88,86 | 67,11 | 21,75 | 24,3 | 287,39 | 0,04 | 0,10 | 21,71 | 52,39 | 96,37 | 54,37 | 88,77 | 289,25 | 55,43 | 53,52 | 85,39 | -3,61 |
| -3,9 | | 88,86 | 67,12 | 21,74 | 26,2 | 298,13 | 0,04 | 0,11 | 21,70 | 54,80 | 96,47 | 56,81 | 89,47 | 300,15 | 57,97 | 56,02 | 86,14 | -3,62 |
| -3 | | 88,86 | 67,12 | 21,74 | 28,2 | 309,59 | 0,05 | 0,12 | 21,69 | 56,82 | 96,54 | 58,86 | 89,27 | 311,71 | 60,07 | 58,09 | 86,01 | -3,62 |
| -2 | | 88,87 | 67,13 | 21,74 | 31,1 | 325,12 | 0,05 | 0,13 | 21,69 | 59,29 | 96,63 | 61,36 | 88,64 | 327,38 | 62,65 | 60,61 | 85,46 | -3,63 |

Таблица В.10 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и а= 66,1 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | N _т | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|--------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м³/с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м³/с | МВт | МВт | % | м |
| -2,1 | 66,1 | 88,86 | 67,12 | 21,74 | 35,9 | 349,31 | 0,06 | 0,15 | 21,68 | 63,10 | 96,75 | 65,22 | 87,73 | 351,80 | 66,63 | 64,51 | 84,65 | -3,62 |
| -1 | | 88,87 | 67,12 | 21,75 | 38,0 | 359,39 | 0,06 | 0,16 | 21,69 | 66,31 | 96,84 | 68,48 | 89,49 | 361,89 | 69,92 | 67,74 | 86,42 | -3,62 |
| 0 | | 88,88 | 67,12 | 21,76 | 40,0 | 368,72 | 0,06 | 0,16 | 21,70 | 69,21 | 96,92 | 71,41 | 90,94 | 371,23 | 72,88 | 70,66 | 87,88 | -3,62 |
| 1,1 | | 88,87 | 67,12 | 21,75 | 43,2 | 382,96 | 0,07 | 0,18 | 21,68 | 71,54 | 96,97 | 73,77 | 90,52 | 385,71 | 75,37 | 73,08 | 87,50 | -3,62 |
| 2,2 | | 88,87 | 67,12 | 21,75 | 47,2 | 400,53 | 0,08 | 0,19 | 21,67 | 74,17 | 97,03 | 76,44 | 89,70 | 403,46 | 78,13 | 75,77 | 86,74 | -3,62 |

Продолжение приложения В Таблица В.11 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и а= 72,4 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | Нт | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|-------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 2,6 | 72,4 | 88,88 | 67,13 | 21,75 | 53 | 424,43 | 0,08 | 0,22 | 21,67 | 78,70 | 97,12 | 81,04 | 89,78 | 427,63 | 82,88 | 80,40 | 86,85 | -3,63 |
| 3,5 | | 88,88 | 67,13 | 21,75 | 54,7 | 431,18 | 0,09 | 0,22 | 21,66 | 81,30 | 97,16 | 83,67 | 91,26 | 434,46 | 85,59 | 83,05 | 88,32 | -3,63 |
| 4,4 | | 88,88 | 67,12 | 21,76 | 56,7 | 439,00 | 0,09 | 0,23 | 21,67 | 84,00 | 97,21 | 86,41 | 92,54 | 442,26 | 88,36 | 85,75 | 89,58 | -3,62 |
| 5,4 | | 88,88 | 67,11 | 21,77 | 60,1 | 451,97 | 0,10 | 0,25 | 21,67 | 86,30 | 97,24 | 88,75 | 92,30 | 455,28 | 90,71 | 88,04 | 89,35 | -3,61 |
| 6,6 | | 88,88 | 67,11 | 21,77 | 65 | 470,03 | 0,10 | 0,27 | 21,67 | 89,03 | 97,28 | 91,52 | 91,55 | 473,56 | 93,60 | 90,83 | 88,64 | -3,61 |

Таблица В.12 – Работа на комбинаторе при Н=22,06 м. и а= 77,9 %

| φ° | а | ∇вб | ∇нб | Нгэс | Δh | Q | h _{w (вх)} | h _{v (вх)} | Нт | P _{ген} | η _{ген} | Нт | Aη _т | Q _п | N _{т.п} | P _{г.п} | Aη _{бл} | H _s |
|------|------|-------|-------|-------|------|-------------------|---------------------|---------------------|-------|------------------|------------------|--------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| град | % | м | м | м | см | м ³ /с | м | м | м | МВт | % | МВт | % | м ³ /с | МВт | МВт | % | м |
| 7,1 | 77,9 | 88,88 | 67,1 | 21,78 | 72,5 | 496,41 | 0,12 | 0,30 | 21,66 | 94,25 | 97,34 | 96,82 | 91,72 | 500,16 | 99,03 | 96,09 | 88,81 | -3,60 |
| 8,3 | | 88,88 | 67,11 | 21,77 | 75,5 | 506,57 | 0,12 | 0,31 | 21,65 | 96,57 | 97,37 | 99,18 | 92,13 | 510,57 | 101,55 | 98,52 | 89,21 | -3,61 |
| 9,3 | | 88,89 | 67,12 | 21,77 | 79,1 | 518,51 | 0,13 | 0,33 | 21,64 | 99,00 | 97,39 | 101,66 | 92,28 | 522,67 | 104,13 | 101,00 | 89,35 | -3,62 |
| 10,4 | | 88,88 | 67,11 | 21,77 | 83,7 | 533,37 | 0,13 | 0,34 | 21,64 | 101,56 | 97,41 | 104,26 | 92,04 | 537,75 | 106,85 | 103,61 | 89,10 | -3,61 |
| 11,5 | | 88,88 | 67,1 | 21,78 | 89,3 | 550,93 | 0,14 | 0,37 | 21,64 | 104,11 | 97,43 | 106,86 | 91,32 | 555,43 | 109,50 | 106,14 | 88,39 | -3,60 |

Таблица В.13 – Комбинаторная зависимость при Н=22,06 м

| При фиксированном значении углов | | | | | | При фиксированном значении направляющего аппарата | | | | |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---|--------|--------|--------|--------|
| φ° | -7,8 | -4,1 | 0 | 4,4 | 9,2 | -7,6 | -3,9 | 0 | 4,4 | 9,3 |
| а, % | 46,80 | 57,20 | 66,10 | 71,60 | 77,50 | 47,0 | 57,60 | 66,10 | 72,40 | 77,90 |
| N, МВт | 41,33 | 56,62 | 72,67 | 87,78 | 103,21 | 42,10 | 57,97 | 72,88 | 88,36 | 104,13 |
| η _т , % | 85,81 | 89,61 | 91,19 | 92,75 | 92,45 | 85,83 | 89,47 | 90,94 | 92,54 | 92,28 |
| η _{бл} , % | 82,05 | 86,28 | 88,13 | 89,79 | 89,53 | 82,05 | 86,14 | 87,88 | 89,58 | 89,35 |
| Q _п | 223,10 | 296,68 | 369,11 | 438,40 | 517,12 | 227,23 | 300,15 | 371,23 | 442,26 | 522,67 |

Окончание приложения В Таблица В.14 – Разрез по эксплуатационной характеристике гидротурбины при напоре 22,06 м

| | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|---------------|
| $\eta_T, \%$ | 90,0 | 91,0 | 92,0 | 92,5 | 93,0 | 93,0 | 92,5 | 92,0 | Лин.огран.мощ |
| N,МВт | 29,0 | 36,0 | 44,0 | 49,5 | 58,0 | 88,5 | 103,0 | 114,9 | 110 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Энергетические характеристики при напоре 19,00 м

Таблица Г.1 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^{\circ}=+12,3$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 100,7 | 102,6 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 12,3 | 89 | 1160 | 680,2 | 317,2 | 17,81 | 675,0 | 0,23 | 18,77 | 103,9 | 677,9 | 89,3 |
| 99,5 | 101,3 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,71 | | 85 | 1092 | 664,0 | 305,8 | 17,49 | 662,8 | 0,22 | 18,77 | 102,7 | 665,7 | 89,8 |
| 98,6 | 100,5 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | | 86 | 1125 | 658,7 | 298,9 | 17,29 | 655,3 | 0,22 | 18,81 | 101,5 | 657,6 | 89,9 |
| 97,4 | 99,2 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,69 | | 84 | 1100 | 643,2 | 292,7 | 17,11 | 648,5 | 0,21 | 18,81 | 100,1 | 650,4 | 89,7 |
| 95,0 | 96,8 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,69 | | 82 | 1065 | 321,3 | 284,8 | 16,88 | 639,6 | 0,21 | 18,82 | 97,5 | 641,2 | 88,6 |
| 91,7 | 93,5 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,71 | | 79 | 1030 | 599,2 | 276,6 | 16,63 | 630,3 | 0,20 | 18,79 | 94,6 | 632,6 | 87,1 |

Таблица Г.2 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^{\circ}=+10,1$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 86,8 | 88,5 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 10,1 | 76 | 995 | 576,9 | 239,8 | 15,49 | 586,9 | 0,18 | 18,82 | 89,1 | 588,2 | 88,2 |
| 88,9 | 90,6 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | | 79 | 1030 | 599,2 | 244,9 | 15,65 | 593,1 | 0,18 | 18,81 | 91,1 | 594,1 | 89,3 |
| 91,0 | 92,8 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | | 81 | 1060 | 618,1 | 249,8 | 15,81 | 599,0 | 0,18 | 18,83 | 93,2 | 600,0 | 90,5 |
| 92,7 | 94,5 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | | 83 | 1090 | 637,0 | 256,4 | 16,01 | 606,9 | 0,19 | 18,83 | 95,2 | 608,3 | 91,1 |
| 94,0 | 95,8 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | | 86 | 1130 | 661,8 | 271,1 | 16,47 | 624,0 | 0,20 | 18,83 | 96,6 | 625,7 | 89,9 |

Таблица Г.3 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^{\circ}=+5,1$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 72,2 | 73,8 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 5,1 | 69 | 900 | 515,8 | 158,9 | 12,61 | 477,8 | 0,12 | 18,88 | 73,8 | 477,9 | 90,0 |
| 74,6 | 76,2 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | | 71 | 930 | 535,2 | 162,6 | 12,75 | 483,3 | 0,12 | 18,87 | 76,4 | 483,7 | 92,0 |

Продолжение приложения Г Продолжение таблицы Г.3

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 76,1 | 77,7 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | 5,1 | 73 | 960 | 554,6 | 165,8 | 12,88 | 488,0 | 0,12 | 18,89 | 78,0 | 488,5 | 93,0 |
| 77,7 | 79,3 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | | 76 | 995 | 576,9 | 171,8 | 13,11 | 496,7 | 0,13 | 18,90 | 79,5 | 497,0 | 93,1 |
| 78,3 | 80,0 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | | 79 | 1030 | 599,2 | 180,7 | 13,44 | 509,5 | 0,13 | 18,90 | 80,1 | 509,8 | 91,5 |

Таблица Г.4 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^\circ=0,0$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 57,8 | 59,3 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 0,0 | 61 | 790 | 444,6 | 100,6 | 10,03 | 380,0 | 0,07 | 18,93 | 59,3 | 379,9 | 90,9 |
| 60,0 | 61,5 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | | 64 | 830 | 470,5 | 104,8 | 10,24 | 388,0 | 0,08 | 18,91 | 61,4 | 387,8 | 92,3 |
| 61,8 | 63,3 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | | 67 | 870 | 496,4 | 108,6 | 10,42 | 394,9 | 0,08 | 18,93 | 63,3 | 394,8 | 93,4 |
| 62,6 | 64,1 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | | 69 | 900 | 515,8 | 110,7 | 10,52 | 398,8 | 0,08 | 18,94 | 63,9 | 398,3 | 93,4 |
| 62,8 | 64,3 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | | 72 | 935 | 538,4 | 113,4 | 10,65 | 403,6 | 0,08 | 18,95 | 64,2 | 403,3 | 92,7 |

Таблица Г.5 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^\circ=-5,0$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 44,0 | 45,4 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | -5,0 | 53 | 695 | 383,3 | 61,3 | 7,83 | 296,8 | 0,04 | 18,96 | 45,3 | 296,5 | 89,0 |
| 45,3 | 46,8 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | | 55 | 715 | 369,2 | 62,1 | 7,88 | 298,6 | 0,05 | 18,95 | 46,6 | 298,2 | 91,0 |
| 46,6 | 48,0 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | | 57 | 745 | 415,5 | 63,9 | 8,00 | 303,1 | 0,05 | 18,96 | 47,8 | 302,6 | 92,1 |
| 47,3 | 48,8 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | | 59 | 775 | 434,9 | 66,2 | 8,13 | 308,3 | 0,05 | 18,97 | 48,6 | 307,9 | 91,9 |
| 47,7 | 49,2 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | | 62 | 810 | 457,5 | 71,4 | 8,45 | 320,3 | 0,05 | 18,98 | 48,8 | 319,6 | 89,0 |

Окончание приложения Г Таблица Г.6 – Результаты испытаний при напоре 19,00 м $\varphi^{\circ}=-7,4$

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 36,1 | 37,4 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | -7,4 | 46 | 600 | 323,0 | 42,6 | 6,53 | 247,4 | 0,03 | 18,97 | 37,0 | 246,6 | 87,5 |
| 37,6 | 39,0 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | | 49 | 640 | 348,2 | 43,4 | 6,59 | 249,7 | 0,03 | 18,96 | 38,7 | 249,0 | 90,5 |
| 38,6 | 39,9 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | | 51 | 670 | 367,3 | 44,9 | 6,70 | 254,0 | 0,03 | 18,98 | 39,6 | 253,2 | 91,1 |
| 39,6 | 41,0 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | | 54 | 410 | 393,0 | 47,5 | 6,89 | 261,1 | 0,03 | 18,99 | 40,6 | 260,2 | 90,8 |
| 39,9 | 41,3 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | | 56 | 735 | 409,1 | 50,4 | 7,10 | 269,0 | 0,04 | 18,99 | 41,0 | 268,3 | 89,1 |

Таблица Г.7 – Установленный комбинатор при напоре 19,00 м

| P_a | N_T | ВБ | НБ | $H_{бр}$ | H_s | φ_1 | a_0 | S_0 | a_0 | Δh | $\Delta h^{0.5}$ | Q | h_w | H_T | $H_{тпр}$ | $Q_{пр}$ | η_{rel} |
|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------------|-------|-------|-------|------------|-------------------|-------------------|-------|-------|-----------|-------------------|--------------|
| МВт | МВт | м | м | м | м | град | % | мм | мм | см | см ^{0.5} | м ³ /с | м | м | МВт | м ³ /с | % |
| 28,0 | 29,2 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | -10,6 | 44 | 580 | 310,5 | 25,8 | 5,1 | 192,7 | 0,02 | 18,98 | 29,2 | 192,6 | 88,3 |
| 40,8 | 42,2 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | -6,8 | 53 | 700 | 386,5 | 51,1 | 7,2 | 271,1 | 0,04 | 18,95 | 42,3 | 271,1 | 90,8 |
| 52,3 | 53,8 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | -3,8 | 60 | 800 | 451,1 | 80,1 | 9,0 | 339,2 | 0,06 | 18,95 | 53,9 | 339,5 | 92,5 |
| 55,6 | 57,1 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | -1,8 | 64 | 830 | 470,5 | 89,8 | 9,5 | 359,2 | 0,07 | 18,95 | 57,4 | 359,8 | 92,9 |
| 60,8 | 62,3 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | -0,2 | 66 | 860 | 489,9 | 106,4 | 10,3 | 390,9 | 0,08 | 18,95 | 62,7 | 391,7 | 93,2 |
| 65,4 | 66,9 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 1,6 | 69 | 895 | 512,6 | 122,5 | 11,1 | 419,4 | 0,09 | 18,91 | 67,3 | 420,3 | 93,3 |
| 70,5 | 72,0 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | 3,3 | 71 | 930 | 535, | 142,4 | 11,9 | 452,3 | 0,1 | 18,89 | 72,5 | 453,4 | 93,2 |
| 75,7 | 77,3 | 16,00 | -3,01 | 19,01 | -7,69 | 5,0 | 74 | 965 | 557,7 | 165,3 | 12,9 | 487,3 | 0,12 | 18,89 | 77,8 | 488,5 | 92,8 |
| 80,5 | 82,2 | 16,01 | -3,01 | 19,02 | -7,68 | 6,8 | 77 | 1000 | 580,1 | 190,7 | 13,8 | 523,4 | 0,14 | 18,88 | 83,0 | 525,1 | 92,0 |
| 89,9 | 91,7 | 16,02 | -3,01 | 19,03 | -7,68 | 9,8 | 81 | 1060 | 618,1 | 247,0 | 15,7 | 595,7 | 0,18 | 18,85 | 92,8 | 598,2 | 90,4 |
| 100,5 | 102,4 | 16,00 | -3,00 | 19,00 | -7,70 | 13,9 | 86 | 1120 | 655,6 | 334,0 | 18,3 | 692,7 | 0,24 | 18,76 | 104,5 | 697,4 | 87,3 |
| 102,8 | 104,7 | 16,00 | -2,99 | 18,99 | -7,69 | 14,5 | 87 | 1135 | 664,8 | 353,7 | 18,8 | 712,8 | 0,26 | 18,73 | 107,0 | 718,0 | 86,8 |

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию студента

Кузнецова Авеля Алексеевича

(Ф.И.О)

Рецензент Никонов Александр Анатольевич, заместитель главного инженера
по технической части ПАО «РусГидро»–«Воткинской ГЭС»

(Ф.И.О., ученая степень, должность, место работы)

Магистерская диссертация: «Анализ модернизации Воткинской ГЭС»
содержит 87 листов пояснительной записки.

Рецензируемая работа является актуальной. На основе технической документации проведён анализ и сравнение энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации.

Следует отметить научно-инженерный подход магистранта к написанию своего труда.

Большой интерес представляет третья глава диссертации «Моделирование неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора». Кузнецовым А.А. были смоделированы проточная часть и водный поток, обтекающий статорные колонны гидротурбины, результатом стало подтверждение присутствия неравномерности распределения скоростей в проточном тракте гидротурбины. Выявлена зависимость влияния потерь при неравномерном обтекании колонн статора на КПД гидротурбины.

Научная работа Авеля Алексеевича выполнена аккуратно, написана технически грамотным, научным языком, изложение диссертации исчерпывающее, чёткое и последовательное.

Кузнецову А.А. может быть присвоена научная степень магистра по специальности «Гидроэлектростанции».

Общая оценка магистерской диссертации - «отлично».

Дата: 16.06.2017 г.

Подпись:



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Щенина Кирилла Александровича, инженера группы турбинного и гидромеханического оборудования производственно-технической службы

Филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС»

(Ф.И.О., уч.степень, должность, место работы)

Анализ модернизации Воткинской ГЭС

о магистерской диссертации магистранта

Кузнецова Авеля Алексеевича

(Ф.И.О.)

Магистерская диссертация Кузнецова Авеля Алексеевича выполнена в полном, запланированном объёме в соответствии с положениями Сибирского Федерального Университета по выпускным квалификационным работам для магистрантов. Диссертация изложена на 87 страницах, включая в себя 48 иллюстраций и 32 формул, представляющих математические выводы и заключения по работе. Достаточно подробно разработаны все три главы выпускной квалификационной работы.

Тема диссертации весьма актуальна, так как связана с комплексной модернизацией гидроэлектростанций.

Следует отметить научно-инженерный подход магистранта к решению вопросов и проблем, поставленных в диссертации. Практическая ценность заключается, в конкретных рекомендациях, разработанному методу повышения КПД гидротурбины и обоснованных выводах. Работа выполнена на высоком уровне, пояснительная записка изложена последовательно, чётко и аккуратно, иллюстрации соответствуют отличному качеству.

В процессе написания научного труда магистрант проходил две производственные практики на Воткинской ГЭС, где ему был предоставлен доступ к данным системы мониторинга САУ ГЭС и техническому архиву. Магистрант самостоятельно обрабатывал результаты испытаний и провёл их анализ. В процессе апробации своих трудов Кузнецову А.А. пришлось кардинально сменить направление своей работы, по факту выполнив объём исследования равный двум магистерским диссертациям.

Дополнительным положительным результатом стало подтверждение присутствия неравномерности распределения скоростей в потоке при обтекании статорных колонн, доказана возможность повышения КПД гидротурбины не менее чем на 0,4%.

За два года обучения в магистратуре Кузнецовым А.А. было выпущено четыре публикации, соответствующих теме своей работы, и докладе на научных конференциях, проходящих в Москве и в Саяно-Шушенской филиале СФУ. Работа магистранта была отмечена дипломом первой степени.

В процессе написания магистерской диссертации Кузнецов А.А. показал отличные теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в написании научных заключений.

Магистерская диссертация на тему «Анализ модернизации Воткинской ГЭС» заслуживает отличной оценки, а магистрант Кузнецов А.А. присвоения научной степени «магистр - гидроэлектростанций».

Дата 15.06.2017 г.

(подпись)

Кузнецов Амель Алексеевич. Анализ модернизации Воткинской ГЭС.

Аннотация. Цель диссертационной работы – расчет и сравнительный анализ энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации. Создание экспериментально обоснованной методики определения неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора с помощью вычислительной гидродинамики Ansys CFX.

Практическая значимость работы: экспериментально получены энергетические характеристики гидроагрегата Воткинской ГЭС; разработан алгоритм расчета характеристик неравномерности обтекания потоком колонном статора, реализованный в программном комплексе Ansys CFX.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, приложений, списка литературы из 48 наименований. Весь материал изложен на 87 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков, 8 таблиц.

Ключевые слова: модернизация, Ansys, неравномерность потока, гидротурбина, КПД, моделирование.

Кузнецов Амель Алексеевич

АНАЛИЗ МОДЕРНИЗАЦИИ ВОТКИНСКОЙ ГЭС

Специальность: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание магистерской степени

Саяногорск; Черёмушки 2017

Общая характеристика работы

Большинство существующих гидроэлектростанций (ГЭС) были спроектированы и построены в середине 20 века. В процессе эксплуатации любой гидротурбины в той или иной мере теряются ее первоначальные эксплуатационные качества в результате естественного износа трущихся частей или существенного разрушения отдельных частей. Это приводит к снижению ее точности и производительности, а в некоторых случаях к полной потере работоспособности. С целью восстановления характеристик оборудования в соответствии с паспортными данными производится его ремонт – замена быстро изнашиваемых частей, исправление отдельных деталей и узлов, регулировка механизмов.

Но на многих предприятиях морально и физически устаревшее оборудование не позволяет внедрять инновационные технологии производства. В связи с этим требуются решения о полной замене или модернизации оборудования. Слово «модернизация» происходит от французского *modern* – новейший. Модернизация оборудования означает его обновление, приведение в соответствие с новыми современными техническими требованиями.

Цель работы – расчет и сравнительный анализ энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации. Создание экспериментально обоснованной методики определения неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора с помощью вычислительной гидродинамики Ansys CFX. Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Собрана необходимая информация об энергетических испытаниях на Воткинской до и после модернизации.

2. Выполнены расчеты для определения энергетических характеристик. Сделано сравнения показателей коэффициента полезного действия до и после модернизации.

3. Получены недостающие экспериментальные данные, необходимые для верификации численного расчета неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора гидроагрегата.

4. Выполнена верификация численного расчета по результатам экспериментальных исследований, выбраны сеточные модели, наиболее адекватно описывающие характеристики потока в спиральной камере гидротурбины.

5. Смоделированы в программе Ansys CFX характеристики потока жидкости.

6. Скорректированы методики, необходимые для оценки характеристик при работе на различных углах открытия направляющего аппарата, опираясь на численно и экспериментально полученные данные.

7. Выполнены численные исследования влияния неравномерности обтекания колонн статора в программе Ansys CFX.

Научная новизна работы определяется тем, что:

– показаны в сравнении энергетические характеристики до и после модернизации гидроагрегата Воткинской ГЭС;

– получены экспериментальные характеристики неравномерности обтекания колонн статора при различных углах открытия направляющего аппарата;

– создана методика расчета неравномерности потока в спиральной камере гидротурбины;

– получены расчетные характеристики улучшения равномерности потока при изменении форм колонн статора.

Достоверность и обоснованность результатов определяется:

– применением при проведении экспериментальных исследованиях современной, цифровой, системы диагностики;

– использованием в процессе выполнения работы наиболее современных, апробированных и научно обоснованных программ и методик численного расчета трехмерного течения в лопаточных гидромашинах;

– согласование результатов численного моделирования с экспериментальными данными.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

– экспериментально получены энергетические характеристики гидроагрегата Воткинской ГЭС;

– разработан алгоритм расчета характеристик неравномерности обтекания потоком колонном статора, реализованный в программном комплексе Ansys CFX.

Реализация результатов работы.

Результаты работы будут использоваться при проектировании и модернизации гидроэлектростанций.

Апробация результатов работы. Основные результаты исследований, изложенные в диссертации, были представлены

– на IV международном форуме по энергоэффективности развитию энергетики ENES 2015 (г. Москва, 2015 г.);

– на V международном форуме по энергоэффективности развитию энергетики ENES 2016 (г. Москва, 2016 г.);

– на III Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2016 г.);

– на IV Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2017 г.).

Публикации. Основные положения и выводы изложены в 2 публикациях в научных журналах и изданиях, которые включены в перечень реализуемых научных изданий, определенных ВАК РФ.

Личный вклад автора заключается в научно-техническом обосновании поставленных целей и задач исследования; разработке алгоритма проведения численных исследований неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора; в обработке и анализе полученных данных; в создании методики оценки характеристик неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора; в подготовке публикаций по выполненной работе.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, приложений, списка литературы из 48 наименований. Весь материал изложен на 87 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков, 8 таблиц.

Глава 1. Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата до модернизации на Воткинской ГЭС.

На Воткинской ГЭС проводились испытания индексным методом при трех значениях напора. Испытания гидроагрегата выполнены при напорах ГЭС 18,99; 21,37 и 22,06 м. Исходными значениями для расчетов являлись: эксплуатационная характеристика, углы поворота лопастей (φ_1), открытие направляющего аппарата (a_0), отметки верхнего и нижнего бьефов ($\nabla_{вб}$; $\nabla_{нб}$), потери напора на участке от входа в водоприемную камеру до входа в спиральную камеру (H_w), перепад давления расходомера (h), масштабный коэффициент (k), активная мощность агрегата (P).

Задачи, поставленные для расчета:

- определение мощностных характеристик и проверка соответствия фактических значений максимальной мощности гидротурбины гарантированным заводом-изготовителем значениям;
- определение индексных расходных характеристик гидротурбины;
- определение оптимальных комбинаторных зависимостей;
- построение эксплуатационных характеристик гидроагрегатов.

Эксплуатационные характеристики гидроагрегатов строились на основании индексных рабочих характеристик, определенных с учетом максимальных значений КПД гидротурбин, указанных на эксплуатационной характеристике завода-изготовителя.

Результаты расчета показали следующее:

1. Максимальная приведенная мощность агрегата, полученная при расчете, составила 110,46 МВт, мощность турбины 114,07 МВт. Коэффициент мощности поддерживался равным 1,0.

2. Максимальное значение КПД 93,0% агрегата достигается при мощности 60 – 75 МВт.

Глава 2. Расчет и анализ энергетических характеристик гидроагрегата после модернизации на Воткинской ГЭС. Сравнение максимальных КПД до и после модернизации.

Все исходные данные аналогичные предыдущим.

Необходимо рассчитать и построить натурные энергетические характеристики (мощностной, рабочей, расходной, эксплуатационной), определения оптимальной комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины. Средний напор брутто при испытаниях составил 19,00 м.

В результате расчетов были сделаны следующие заключения:

– гарантированная мощность получена с запасом. Максимальная мощность гидротурбины, полученная при испытаниях, составила $N_T = 114,7$ МВт (при $a_0 = 87\%$ и $H_{бр ср} = 19,00$ м), что соответствует мощности гидротурбины $N_{тпр} = 115,0$ МВт, приведенной к напору $H_{тпр} = 19,00$ м.

– максимальное значение КПД турбины 93,4% при напоре $H_T = 19,00$ м достигается при нагрузке, близкой к $N_T = 62$ МВт.

В ходе расчетов, сравнения и анализа результатов энергетических характеристик гидроагрегатов Воткинской ГЭС до и после реконструкции можно сделать следующий вывод, что в результате модернизации турбины ее

максимальный КПД увеличился с 93,0% до 93,4% при мощности 62,0 МВт и угле поворота лопастей 0,0 град. А мощности турбины была увеличена на 5 МВт.

Глава 3. Моделирование неравномерности распределения скоростей потока при обтекании колонн статора. Расчет КПД.

Неравномерность распределения скоростей при обтекании статорных колонн может значительно снизить рабочие характеристики гидравлической турбины. Некоторые из существующих элементов, которые были разработаны более 30 лет назад, способствуют появлению такого гидравлического отклонения. При выполнении проектов по реконструкции гидротурбин принято проектировать, и рекомендуется использовать удлиненные профили статорных колонн, чтобы корректировать такие отклонения потока от оси. Не все из существующих конструкций проточной части турбин имеют хороший потенциал для доработки, но опыт последних лет показывает, что при корректировке отклонения потока от центра можно увеличить КПД до 2%.

Для решения проблемы неравномерности потока применяется множество разнообразных технологий для внедрения модификаций статорных колонн. При реализации большинства из этих способов используются стандартные материалы, такие как сталь, или, в некоторых случаях, сталь и бетон совместно. Однако в целях сокращения времени простоя гидроагрегатов во время реконструкции был разработан новый подход к проектированию, основанный на использовании проверенных композитных материалов. На данном этапе разработки эта технология демонстрирует многообещающие результаты, что сильнее всего проявляется во влиянии применяемой технологии на сроки проведения реконструкции, сопротивлении нагрузкам и на ряд других аспектов.

Была полностью воссоздана по рабочим и проектным чертежам проточная часть гидротурбины Воткинской ГЭС в трёхмерной среде Auto

CAD и ANSYS CFX. Создана твердотельная 3D модель гидротурбинной установки, смоделировано движение потока воды в спиральной камере, обтекание колонн статора и направляющего аппарата при различных углах его открытия, в программном комплексе ANSYS.

В результате гидродинамического моделирования потока был сделан один из основных выводов, что после изменения профилей местная неравномерность потока уменьшилась, следовательно, уменьшились напряжения на входных кромках, дополнительные потери кинетической энергии уменьшены.

Были сделаны необходимые дополнительные расчеты, и в результате получены значения КПД установки до и после изменения форм колонн статора. Если считать, что КПД всей турбины до изменения формы колонн статора равно заводскому значению, а именно 93,0 %, то разница между КПД моделей покажет увеличение или уменьшение КПД турбины в целом.

Результаты оказались более чем удачными. После изменения профилей колонн статора на всех открытиях направляющего аппарата было замечено увеличение КПД не менее чем на 0,3%.

Заключение.

В ходе магистерской диссертации был выполнен расчет и сравнительный анализ энергетических характеристик гидроагрегата Воткинской ГЭС до и после модернизации. Результатом такой модернизации является увеличение КПД турбины в среднем на разных режимах на 0,4%. Также создана экспериментально обоснованная методика определения неравномерности скоростей потока при обтекании колонн статора с помощью вычислительной гидродинамики Ansys CFX. Было выявлено и доказано присутствие неравномерности потока в проточной части гидротурбины (что пагубно влияет на КПД), разработаны индивидуальные профили колонн статора, при которых неравномерность потока стала минимальной. Это

положительно сказывается на износостойкость колонн, а также ведет к повышению КПД турбины. Если данный расчет применить на практике, то максимальный КПД турбины Воткинской ГЭС возрастет еще на 0,6%. Полученное значение КПД (94,094%) было достигнуто за счет точечного изменения форм колонн статора. Использование программного комплекса ANSYS CFX позволяет моделировать потоки жидкости в проточных частях гидротурбины, что в свою очередь является неоспоримым преимуществом, при проектировании станции. Комплекс позволяет на стадии проектирования увидеть недостатки геометрических моделей и исправить их.

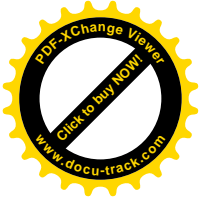
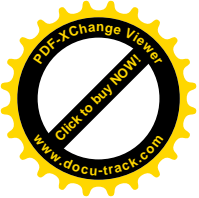
Список опубликованных работ по теме диссертации.

1. Сборник трудов III Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов.

А.А. Кузнецов. Энергетические потери при поддержании работоспособности гидроагрегата в зимнее время, улучшение энергоэффективности ГЭС.

2. Сборник трудов IV Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов.

А.А. Кузнецов, К.А. Щенин. Неравномерность распределения скоростей в потоке при обтекании колонн статора.



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
« 19 » 06 2017г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Анализ модернизации Воткинской ГЭС

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.03.02.06 Гидроэлектростанции

| | | | | |
|----------------------|-----------------------------------|---------------------------|--|---|
| Научный руководитель | <u>Щенин</u> подпись, дата | <u>16.06.2017</u> дата | <u>инженер ПТС</u> должность | <u>К.А.Щенин</u> инициалы, фамилия |
| Выпускник | <u>[подпись]</u> подпись, дата | <u>16.06.17</u> дата | <u>ТиГМО ВотГЭС</u> должность | <u>А.А.Кузнецов</u> инициалы, фамилия |
| Рецензент | <u>[подпись]</u> подпись, дата | <u>16.06.2017</u> дата | <u>ЗГИ по тех. части ВотГЭС</u> должность | <u>А.А.Никонов</u> инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер | <u>[подпись]</u> подпись, дата | <u>19.06.17</u> дата | | <u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия |

Саяногорск; Черёмушки 2017