



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«Национальный исследовательский университет «МЭИ»**

**Институт** ИЭВТ  
**Кафедра** ПТС

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(магистерская диссертация)**

**Направление** 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (магистратура)  
(код и наименование)

**Направленность (программа)** Эффективные теплоэнергетические  
системы предприятий и ЖКХ

**Форма обучения** очная  
(очная/очно-заочная/заочная)

**Тема:** Энергообеспечение автономных потребителей в период  
пиковых нагрузок с использованием  
гидроаккумулирующих электростанций башенного типа

**Студент** ФП-03м-18  **Вольнов С. А.**  
группа подпись фамилия и инициалы

**Научный  
руководитель** д.т.н., зам. проректора  **Волков А. В.**  
уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

**Консультант** аспирант  **Вихлянцев А. А.**  
уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

**Консультант** \_\_\_\_\_  
уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

**«Работа допущена к защите»**

**Зав. кафедрой** к.т.н., доцент  **Яворовский Ю. В.**  
уч. степень звание подпись фамилия и инициалы

**Дата** 05.06.2020

**Москва  
2020**

Институт ИЭВТ  
(наименование института)  
Кафедра ПТС  
(наименование кафедры)  
Направление 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (магистратура)  
(код и наименование направления)  
Программа Эффективные теплоэнергетические системы предприятий и ЖКХ  
(код и наименование программы)

## **ЗАДАНИЕ на магистерскую диссертацию**

### **1. Тема диссертации**

Энергообеспечение автономных потребителей в период пиковых нагрузок с использованием гидроаккумулирующих электростанций башенного типа.

### **2. Цель работы**

Целью предлагаемого к реализации проекта является разработка гидроаккумулирующей энергоустановки малой мощности (до 100 кВт) на основе водонапорной башни для энергоснабжения локальных и автономных потребителей.

### **3. Основные требования и исходные данные**

*Требования по назначению научно-технических результатов:*

Экспериментальная установка башенной мини-ГАЭС мощностью 1 кВт по адресу ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость» должна обеспечивать:

- возможность проведения многопараметрических расчетных исследований режимов работы системы аккумуляции электроэнергии;
- определение эффективности работы аккумуляторной системы в зависимости от внешних климатических и временных факторов.

Технические решения по повышению энергоэффективности и надёжности мини-ГАЭС должны обеспечивать:

- применимость как к существующим водонапорным башням старой постройки, так и к проектируемым совместно с мини-ГАЭС;
- применимость к функционированию в условиях экстремальных температур, повышенной/пониженной влажности;
- ремонтпригодность и свободный доступ к обслуживанию элементов мини-ГАЭС;
- возможность функционирования с местными возобновляемыми источниками энергии.

Методологии по проектированию, строительству и эффективной экс-

плуатации мини-ГАЭС должны обеспечивать:

- функционирование мини-ГАЭС исследуемых конфигураций;
- использование наиболее оптимальных по критериям надёжности и экономической целесообразности системных связей оборудования.

*Требования к показателям назначения, техническим характеристикам научно-технических результатов проекта:*

Экспериментальная установка башенной мини-ГАЭС мощностью 1 кВт по адресу ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость» должна обеспечивать:

- аккумуляцию электроэнергии в объёме как минимум 1 кВт-ч;
- способность обеспечивать энергией в 1 кВт электропотребителя на протяжении минимум 1 часа;
- возможность одновременной работы турбины и насоса в режиме перемешивания воды в системе;
- при проведении расчетных исследований, климатические условия (температура окружающей среды, влажность воздуха, облачность) должны задаваться на основе статистических данных, собранных за последние 10 лет, в регионе для которого выполняются расчеты;
- должно учитываться снижение ёмкости аккумуляторной системы со временем эксплуатации объекта.

Технические решения по повышению энергоэффективности и надёжности мини-ГАЭС должны обеспечивать:

- возможность использования в объекте переработанных материалов;
- рекомендации по увеличению прочности конструкций и надёжности элементов системы;
- возможность производить регулирование выдачи/потребления энергии.

Методологии по проектированию, строительству и эффективной эксплуатации мини-ГАЭС должны обеспечивать:

- возможность проектирования и строительства для индивидуальных условий ландшафта и микроклимата на территории РФ;
- контроль критических режимов работы мини-ГАЭС, систему сигнализации и/или аварийной помощи оператору;
- возможность ручного управления системой мини-ГАЭС.

*Требования к объектам экспериментальных исследований*

Требования к экспериментальной установке башенной мини-ГАЭС мощностью 1 кВт по адресу ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость»:

- в состав экспериментального образца должно входить следующее оборудование:
  - а) водонапорная башня и наземный/подземный бассейн;
  - б) гидравлическая турбина и насосная установка;
  - в) трубопроводная система;
  - г) запорно-регулирующая арматура;

- д) система борьбы с обмерзанием оборудования;
  - е) аналоговые модули ввода, обеспечивающие опрос датчиков и передачу измеренных значений по сети RS-485 на контроллер;
  - ж) контроллер для управления опытным образцом системы.
- контроль за работой системы должен осуществляться в том числе удаленно;
  - должен быть предусмотрен аппаратно-программный модуль, обеспечивающий анализ ручного изменения в работе системы и внесение корректировок в основной алгоритм управления системой жизнеобеспечения.

#### **4. Научная и практическая ценность ожидаемых результатов**

С увеличением доли энергии, получаемой от нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НиВИЭ) доля неравномерности получения энергии в сети возрастает [1].

Ввиду отсутствия высокоманевренных источников энергии, суточный график нагрузки у автономных потребителей характеризуется гораздо большим разбросом между минимальными и максимальными значениями [2], чем в централизованных сетях.

В случае централизованных потребителей существует отработанная методология решения данной проблемы - использование высокоманевренных газомазутных станций, гидроэлектростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) средних и больших мощностей [3]. Однако, особо остро вопрос неравномерности проявляется у децентрализованных потребителей. В удалённых районах применение технологий НиВИЭ крайне редко осуществляется без применения запасного неэкологичного, громкого, зато надёжного и неприхотливого дизель-генератора. В качестве альтернативы для решения этой проблемы предлагается внедрение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) малой мощности башенного типа.

Количество и качество научных исследований в вопросе повышения энергетической эффективности автономных объектов свидетельствует о важности исследуемой проблемы в области энергетики.

Список использованных источников (дублирован в Списке на стр. 67):

1. Мухаммадиев М. М., Уришев Б. У., Джураев К. С. Махмудов Ж. М. Гидроаккумулирующие электрические станции малой мощности С.: Вестник СГА-СУ №1 (22) стр. 21-26, 2016.
2. Синюгин В. Ю., Магрук В. И., Родионов В. Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике М.: ЭНАС, 2008.
3. Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, А. Г. Тер-Газарян Накопители энергии в электрических системах: Учебное пособие для электроэнергетических спец. Вузов М.: Высш. шк., 1989.

#### **5. Способ реализации результатов работы**

Итогами выполнения работ будут следующие результаты:

- Экспериментальная установка башенной мини-ГАЭС мощностью 1 кВт по адресу ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость»;



## 1. Реферат

Объём ВКР составляет 73 страницы. В ВКР входят:

28 графических иллюстраций,

8 таблиц,

4 приложения.

В работе использовано 28 литературных источников.

С развитием энергетики из возобновляемых источников неизбежно встаёт проблема неравномерности её выработки и потребления. Особо остро данный вопрос проявляется у децентрализованных потребителей. В данной работе предлагается решение этой проблемы путём внедрения гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) башенного типа. Проведена разработка ГАЭС малой мощности (до 100 кВт) на основе существующих водонапорных башен для энергоснабжения децентрализованных локальных потребителей.

### Технические характеристики:

Геометрический напор  $15 \div 30$  м;

Объём резервуаров  $30 \div 100$  м<sup>3</sup>;

Мощность до 100 кВт;

Диаметр водовода до 500 мм.

На сегодняшний день ГАЭС является одним из самых эффективных аккумуляторов больших запасов электроэнергии. Внедрение рассмотренных ГАЭС позволяет решить комплекс задач энергоснабжения децентрализованных потребителей

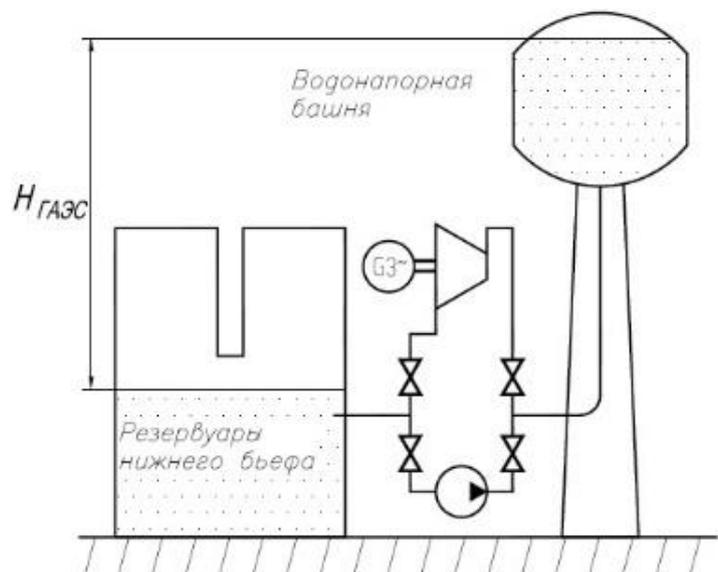


Рисунок 1 - Схемное решение мини-ГАЭС

- Наиболее экономически целесообразный и технологически отработанный способ снижения неравномерности нагрузки на сеть не менее чем на 20%;
- Обеспечение экологичным энергоснабжением автономных потребителей, расположенных на территории самых разных климатических зон РФ;
- Бесперебойное использование различных видов генерации электроэнергии (солнечные, ветровые, традиционные);
- Повышение надёжности электроснабжения автономных потребителей.

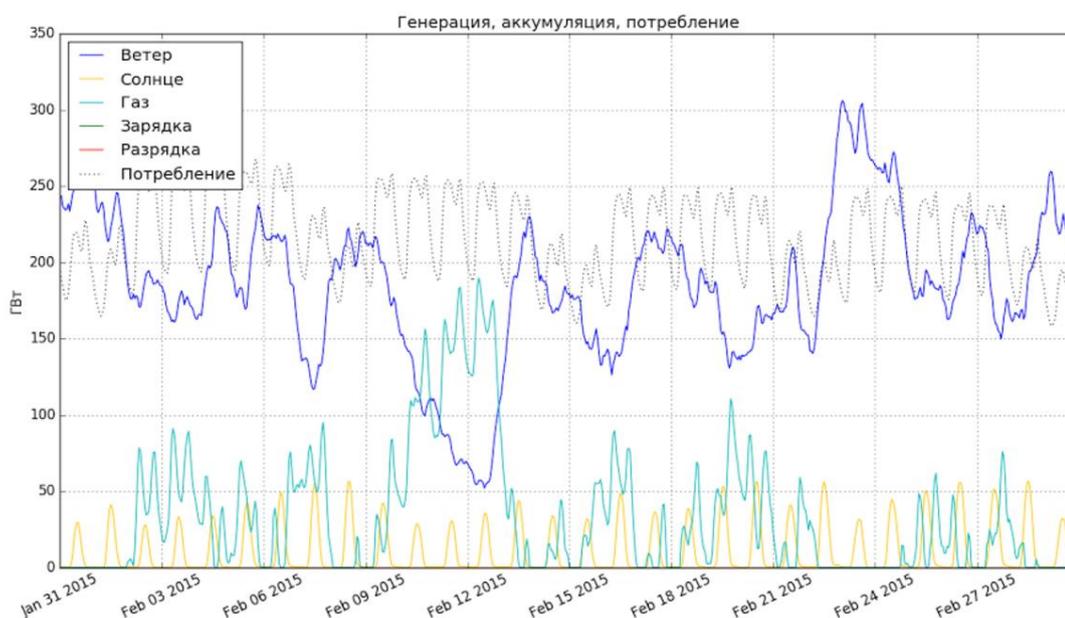
## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Реферат</b> .....	6
<b>2. Обоснование актуальности и выявленные проблемы</b> .....	8
2.1 Проблема противоречия энергоэффективной работы генераторов энергии и устойчивости электросети .....	8
2.2 Проблема экономической целесообразности электропотребления пиковых ночных и дневных зон энергетических нагрузок .....	9
2.3 Проблема выбора наиболее экономически выгодного накопителя энергии при современном уровне развития технологий .....	11
2.4 Проблема снижения вредного воздействия на экологию на всех этапах полного жизненного цикла накопителя энергии .....	13
2.5 Проблема отсутствия методологии по созданию мини-ГАЭС .....	14
<b>3. Анализ предметной области</b> .....	16
3.1 Основные понятия .....	16
3.2 История развития ГАЭС .....	19
3.3 Роль ГАЭС в сглаживании нагрузок .....	22
3.4 Современное состояние ГАЭС малой мощности.....	26
3.5 Сравнение с аналогичными системами аккумуляции .....	28
<b>4. Структура и оборудование ГАЭС</b> .....	32
4.1 Принципиальная схема .....	32
4.2 Башня и подземный бассейн.....	32
4.3 Гидротурбина .....	34
4.4 Насосная установка .....	36
4.5 Трубопроводы и запорно-регулирующая арматура.....	38
4.6 Обобщение оборудования.....	40
<b>5. Повышение эффективности ГАЭС</b> .....	41
5.1 Выбор и обоснование расчётных параметров мини-ГАЭС .....	41
5.2 Схемы и гидроагрегаты модульных мини-ГАЭС .....	47
5.2.1 Выбор и обоснование схем модульных мини-ГАЭС.....	47
5.2.2 Параметры гидроагрегатов для модульных мини-ГАЭС.....	51
5.3 Повышение КПД мини-ГАЭС с помощью технических решений с применением биомиметики .....	54
5.3.1 Выбор перспективных направлений совершенствования гидроагрегатов .....	54
5.3.2 Гидродинамические расчёты и симуляция работы турбины	61
<b>6. Заключение</b> .....	66
<b>Список использованной литературы</b> .....	67
<b>Приложения</b> .....	70

## 2. Обоснование актуальности и выявленные проблемы

### 2.1 Проблема противоречия энергоэффективной работы генераторов энергии и устойчивости электросети

Развитие современных технологий умных сетей электроснабжения (*Smartgrids*) подразумевает широкое использование малой распределённой энергетики. Её технической единицей являются энергосистемы, которые могут подключаться к глобальной сети или быть изолированными энергетическими «островами» и, в общем случае, могут быть представлены различным сочетанием генерирующих, сетевых объектов и иного оборудования. Применение в локальных электроэнергетических системах (ЛЭС) преимущественно возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как энергия ветра и солнца, создает проблему их эффективного использования (рис. 2).



**Рисунок 2** - Баланс мощностей по источникам энергии в ЕС  
International Renewable Energy Agency (IRENA), 04/2017

Естественное требование эффективного использования источников энергии в электроэнергетических системах, входит в противоречие с требованием устойчивости электросети, подразумевающим обеспечение стабильности качества электроэнергии (стабильности параметров тока) и баланса мощностей генерируемых и потребляемых, т.е. надёжности сети.

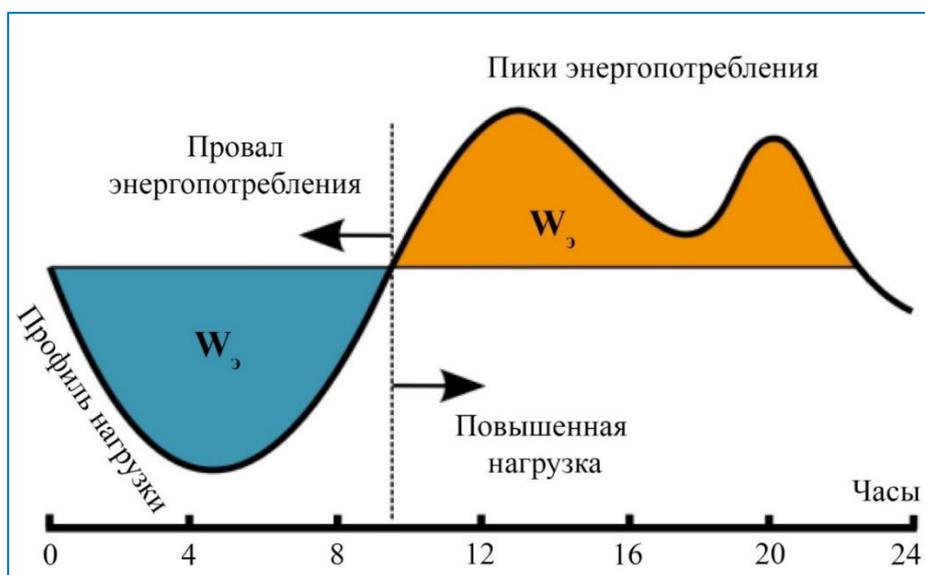
Применение в локальных электроэнергетических системах (ЛЭС) преимущественно возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как энергия ветра и солнца, представляет собой актуальную мировую тенденцию, обоснованную удобством, широкой распространённостью и условной «бесплатностью» возобновляемых энергоресурсов. Тем самым, такое применение создает проблему их эффективного использования, обусловленную природной нестабильностью располагаемой мощности источников энергии в суточном и сезонном циклах, а также нестабильностью потребления энергии.

Проблема балансировки сети по мощностям в глобальной сети с большим количеством генераторов электроэнергии регулярно решается за счет снижения эффективности использования источников путем вывода некоторой части генераторов в так называемый мобильный резерв, который используется в периоды увеличения нагрузки в сети выше минимальной. Очевидно, что в автономных сетях такой путь решения этой проблемы значительно ограничен из-за ограниченного количества генераторов.

Альтернативным путём решения обозначенной проблемы, обеспечивающим и балансировку сети по мощностям, и повышение эффективности использования источников энергии, является включение в сеть буферных накопителей энергии.

## **2.2 Проблема экономической целесообразности электропотребления пиковых ночных и дневных зон энергетических нагрузок**

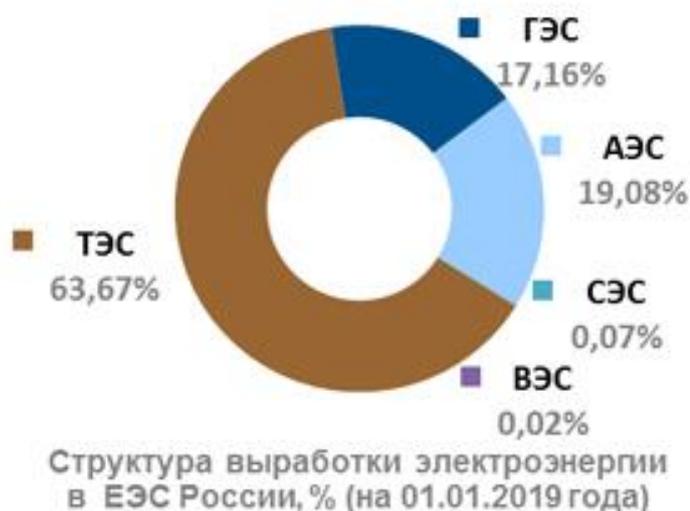
Основываясь на принципе работы гидроаккумулирующих электростанций как гравитационных накопителей энергии, расходующих дешёвую электроэнергию для балансировки провала в энергопотреблении и генерирующих её в часы максимального энергопотребления (рис. 3), важно отметить экономическую эффективность их применения. Тарификация, установленная на данный момент в РФ, предусматривает разницу стоимости электроэнергии в среднем почти в 4 раза для пиковой и ночной зон суток.



**Рисунок 3** - График суточной неравномерности нагрузки на сеть

Использование энергетических систем на основе гидроаккумулирующих электростанций в таких условиях позволяет существенно повысить эффективность использования других мощностей в энергосистеме, а также надёжность энергоснабжения.

Тарификация, установленная на данный момент в РФ, предусматривает разницу стоимости электроэнергии в среднем почти в 4 раза для пиковой и ночной зон суток. Причины этому заключаются в структуре энергетической выработки в единой энергосети РФ, представленной на рис. 4.



**Рисунок 4** - Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России представлена на 82.75% низкоманевренными источниками (ТЭС, АЭС)

Проблема выравнивания нагрузки решается с двух сторон: со стороны энергетической выработки и энергопотребления. Со стороны выработки решается задействованием высокоманевренных газомазутных энергостанций (газомазутные ТЭС), пиковыми станциями (ГТУ, специальными ТЭС), приспособленными для такого режима работы. Со стороны энергопотребления решением исторически является тарифная система, стимулирующая потребителей активнее использовать электроэнергию в ночной период провала энергопотребления.

Сложившаяся ситуация даёт труднопереоценимый экономический стимул применению технологий аккумулирования дешёвой электроэнергии.

### **2.3 Проблема выбора наиболее экономически выгодного накопителя энергии при современном уровне развития технологий**

Исследования, выполненные учёными Стенфордского университета США [4] показали, что для электроэнергетических систем с преимущественным использованием традиционных и возобновляемых источников энергии наиболее выгодным накопителем энергии по критерию "общей энергетической стоимости" (отношение запасенной энергии к капиталовложениям) является ГАЭС.

Во всем мире сегодня функционирует большое количество ГАЭС. Только в странах ЕС насчитывается около 170 ГАЭС (для сравнения в РФ – только 4 [5]: Ленинградская, Кубанская, Загорская и Зеленчукская ГАЭС. В проекте и на стадии строительства 9 и более). Средняя мощность одной ГАЭС составляет около 300 МВт, т.е. практически все существующие ГАЭС относятся к крупным станциям. Однако мощная ГАЭС имеет два существенных недостатка: высокая доля первичных капиталовложений в строительство и обустройство инфраструктуры и высокая экологическая нагрузка на окружающую среду. Мини-ГАЭС, имея значительно меньшую мощность, ожидаемо должны требовать и значительно меньшие капиталовложения, что нивелирует первый отмеченный недостаток ГАЭС.

Возможность аккумуляции больших запасов электроэнергии является вопросом давней необходимости для человечества. На настоящий момент разработано множество технологий накопления энергии, каждая из которых имеет свои особенности и сферу применения. Основными параметрами их экономического сравнения являются стоимость капиталовложений, стоимость обслуживания, КПД, энергетическая плотность и число циклов между обслуживанием. В работе «Накопители энергий: спрос, технологии, интеграция» [6] рассматривается сравнение накопителей энергии и соответствующих им сфер применения. Далее приведена цитата:

*«- Конденсаторы и катушки имеют наибольший КПД, но и самые высокие удельные капиталовложения. Их наименьшее время зарядки-разрядки и длительный жизненный цикл делают их применимыми в сферах, где необходимы частые и быстрые циклы накопления энергии.»*

*- Аккумуляторные батареи эффективны во многих сферах средних ёмкостей, в частности в быту и сфере транспорта, в качестве накопителя на небольшой период времени. Хорошо известные свинцовые батареи постепенно теснятся на рынке литий-ионными (Li-Ion) аккумуляторами. Вопрос их повторного использования жизненно необходим для сфер бытовой электроники и транспорта, поскольку многократно сокращает стоимость и необходимость в сырье. «...»*

*- ГАЭС являются единственной распространённой и общепризнанной технологией в сфере больших объёмов накапливаемой энергии с хорошим КПД, приемлемыми капиталовложениями и регулируемым временем зарядки-разрядки. Однако, препятствием перед их новым строительством как правило является общественное мнение, не желающее отдавать живописные озёра и экологическую обстановку в угоду энергетической необходимости.*

*- Аккумуляторы химической энергии ( $H_2$ , Power-to-Gas – водяные электролитические преобразователи) являются несомненным будущим в сфере энергоснабжения. Их энергетическая плотность и ёмкость являются наибольши-*

*ми в сравнении с другими накопителями. Наибольшую пользу они принесут в связках с подземными хранилищами газа. Тем не менее, капиталовложения являются также наибольшими. Технология является перспективной и останется таковой ещё десятилетие.»*

Теплоаккумуляторы, пневмоаккумуляторы, топливные элементы и ряд иных накопителей энергии применимы для небольших мощностей и ёмкостей.

#### **2.4 Проблема снижения вредного воздействия на экологию на всех этапах полного жизненного цикла накопителя энергии**

Мини-ГАЭС мощностью 0,1...10 МВт допускают и меньшие запасы энергии для обеспечения надежной работы ЛЭС. Это позволяет значительно сократить площади бассейнов ГАЭС и во многих случаях перейти к использованию наземных искусственных быстровозводимых резервуаров, что существенно снижает экологическую нагрузку на окружающую среду.

Особо следует отметить возможность обустройства ГАЭС в подземных многогоризонтных шахтных выработках или в естественных природных пустотах. Такой вариант ГАЭС практически полностью исключает нарушение местной экосистемы. В качестве примера можно привести Остраву (Чехия), где в 2015 году была запущена в экспериментальную эксплуатацию первая в мире мини-ГАЭС мощностью до 0,65 МВт, скомпонованная в подземельях уже неработающей угольной шахты *Jeremenko* [7]. Стоимость экспериментальной станции составила около 3 млн. евро.

Основным недостатком крупных ГАЭС являются специфические требования к участку, как географической высоты, так и наличия водоёмов. Поэтому подходящие участки, в большинстве случаев, будут находиться в холмистых или гористых районах и зачастую в районах с исключительной природной красотой. Поэтому существуют также социальные и экологические проблемы, которые стоят на пути у их строительства. Многие недавно предложенные в США проекты намеренно выбраны в мрачных районах, а некоторые предлагают воспользоваться преимуществами таких мест, как забро-

шенные шахты или выработанные месторождения.

Мини-ГАЭС лишены такого недостатка. Многочисленные варианты компоновки мини-ГАЭС не требуют больших площадей. В качестве верхнего бьефа предлагаются водонапорные башни, верхние бассейны на крышах зданий; в качестве нижнего бьефа возможны искусственные пруды, подземные резервуары или выработанные шахты.

Проблема классических аккумуляторов электроэнергии заключается в крайней неэкологичности добычи и переработки сырья (Li, Pb, катализаторы для проведения электролитического расщепления воды и т.д), а также в вопросе их переработки. Изготовление и переработка щелочных и ионных аккумуляторов осуществляется на химических предприятиях, наносящих большой ущерб окружающей среде. Технология ГАЭС состоит из классических гидротурбин, гидронасосов, трубопроводных и кабельных систем, системы АСУТП, подземных и надземных резервуаров воды и не содержит редкоземельных элементов, без вредных выбросов CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, золы и иных загрязнителей.

## **2.5 Проблема отсутствия методологии по созданию мини-ГАЭС**

В мире, в том числе и в РФ, сегодня практически отсутствует научно обоснованная концепция построения мини-ГАЭС. Таким образом, само построение эффективной мини-ГАЭС для проектов *Smartgrids* является проблемой, т.к. сегодня не решены научно-технические задачи масштабирования ГАЭС, составляющие методологические основы создания мини-ГАЭС для локальных электроэнергетических сетей.

Дополнительной проблемой является отсутствие информации о характеристиках мини-ГАЭС. Статические и динамические характеристики мини-ГАЭС мощностью 0,1...10 МВт, определяющие их эффективность и даже работоспособность как средства регулирования электросети, будут в значительной степени отличаться от характеристик крупных ГАЭС.

Одним из главных условий, определяющих экономическую целесообразность применения микро-ГАЭС с мощностью до 100 кВт и мини-ГАЭС с

мощностью до 1 МВт, является проблема достижения максимально возможного КПД гидроагрегатов. Эта проблема находится в тесной связи с проблемой окупаемости. Для больших ГАЭС она не столь актуальна, т.к. большие лопастные гидромашины имеют, как правило, и высокие КПД. Небольшие же гидромашины, в первую очередь насосы с малыми подачами, имея небольшой коэффициент быстроходности, как следствие имеют и низкий КПД.

Данные вопросы, а также вопрос управления и отработки рабочих режимов мини-ГАЭС на территории разных климатических зон РФ, обуславливают научную ценность данной работы.

### 3. Анализ предметной области

#### 3.1 Основные понятия

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) — старейший тип энергетических установок, предназначенных для работы в переменной части графика нагрузки. Они эксплуатируются с конца XIX в. Суммарная установленная мощность ГАЭС в мире равна 130-150 ГВт [6].

Принцип работы ГАЭС: имеются два резервуара с водой (верхний и нижний бьеф), расположенные друг от друга на высоте от нескольких метров до нескольких сотен метров (рис. 3). В период прохождения провала потребления электроэнергии насосная установка ГАЭС перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний. Таким образом потребляется лишняя электроэнергия и происходит заряд ГАЭС как массивного электроаккумулятора. Во время прохождения максимума нагрузки ГАЭС работает как обычная гидростанция [8].

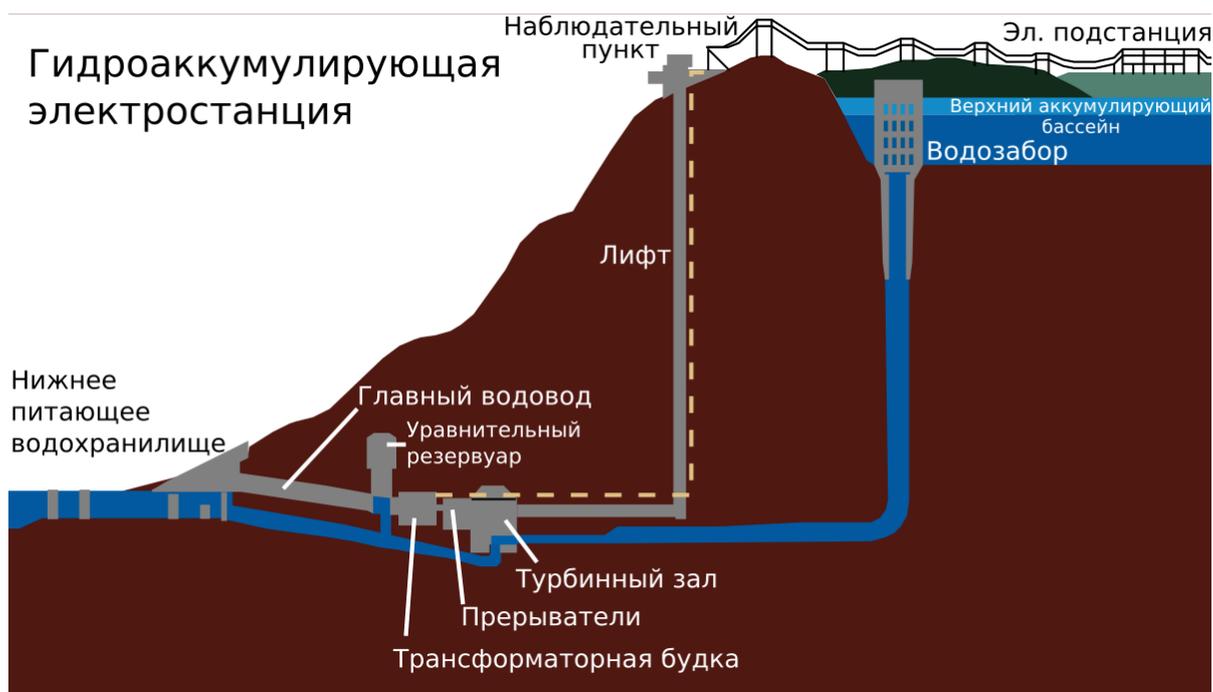
Основным недостатком крупных ГАЭС являются специфические требования к участку, как географической высоты, так и наличия водоёмов. Поэтому подходящие участки, в большинстве случаев, будут находиться в холмистых или гористых районах и зачастую в районах с исключительной природной красотой. Поэтому существуют также социальные и экологические проблемы, которые стоят на пути у их строительства. Многие недавно предложенные проекты, по крайней мере в США, намеренно выбраны в мрачных районах, а некоторые предлагают воспользоваться преимуществами таких мест, как заброшенные шахты или выработанные месторождения.

Гидротехнические сооружения ГАЭС состоят из двух бассейнов, расположенных на разных уровнях, и соединительного трубопровода. Гидроагрегаты, установленные в здании ГАЭС у нижнего бьефа, могут быть:

- четырёхмашинными, с двигателем и насосом на одном валу и гидротурбиной и генератором на другом;

- трёхмашинными, состоящими из соединённых на одном валу обратной электрической машины (двигатель-генератор), гидротурбины и насоса;
- двухмашинными, обратимая электрическая машина и обратимая гидромашина, которая в зависимости от направления вращения может работать как насос или как турбина.

В конце 60-х гг. 20 века на вновь вводимых ГАЭС большой мощности стали устанавливать более экономичные двухмашинные агрегаты [8].



**Рисунок 5** - Принцип действия классической крупной ГАЭС

Электроэнергия, вырабатываемая недогруженными электростанциями энергосистемы (в основном в ночные часы суток), используется ГАЭС для перекачивания насосами воды из нижнего водоёма в верхний, аккумуляционный бассейн. В периоды пиков нагрузки вода из верхнего бассейна по трубопроводу подводится к гидроагрегатам ГАЭС, включенным на работу в турбинном режиме; выработанная при этом электроэнергия отдаётся в сеть энергосистемы, а вода накапливается в нижнем водоёме. Количество аккумулярованной электроэнергии определяется ёмкостью бассейнов и рабочим напором ГАЭС. Верхний бассейн ГАЭС может быть искусственным (пруд, бас-

сейн, башня) или естественным (озеро, водохранилище); нижним бассейном в основном служит водоём, образовавшийся вследствие перекрытия реки плотиной, а в случае мини-ГАЭС – бассейн или каскад баков. Одно из достоинств ГАЭС состоит в том, что они не подвержены воздействию сезонных колебаний стока. Гидроагрегаты ГАЭС в зависимости от высоты напора оборудуются поворотными лопастными, диагональными, радиально-осевыми и ковшовыми гидротурбинами. Время пуска и смены режимов работы ГАЭС измеряется несколькими минутами, что предопределяет их высокую эксплуатационную манёвренность. Регулировочный диапазон ГАЭС, из самого принципа её работы, близок двукратной установленной мощности, что является одним из основных её достоинств.



**Рисунок 6** - Солнечная ЭС Agua Caliente Solar Project в Аризоне, США  
290 МВт, 971 Га, кап. затраты \$1.8 млрд, персонал 16 человек, 2011

Способность ГАЭС покрывать пики нагрузки и повышать спрос на электроэнергию в ночные часы суток делает их действенным средством для выравнивания режима работы энергосистемы - крупных паротурбинных энергоблоков, АЭС, и, наиболее актуально, НиВИЭ: ни одна крупная солнечная электростанция (рис. 6) не сможет обойтись без аккумулирующего решения. ГАЭС могут быть с суточным, недельным и сезонным полными циклами регулирования. Наиболее эффективны мощные ГАЭС с напором в несколько

сотен метров, сооружаемые на скальном основании. Общий КПД ГАЭС в оптимальных расчётных условиях работы приближается к 0.8 [9], в отдельных случаях до 87%; в реальных условиях среднее значение КПД с учётом потерь в электрической сети не превышает 0.66 [2]. КПД мини-ГАЭС уступает показателям своих больших собратьев и составляет, в лучшем случае, 0.65-0.7. Причиной тому является гораздо менее значительный напор по сравнению с крупными ГАЭС, а также необходимости применять отдельный насос и турбоагрегат. Нецелесообразность применения обратимых гидромашин обусловлена их сложностью производства и большой стоимостью, не отвечающей требованиям мини-ГАЭС.

При постройке крупных ГАЭС используют горные районы, которые обычно значительно удалены от центров нагрузки, что приводит к большим затратам на ввод новых ЛЭП. Для расширения возможности выбора площадок для строительства ГАЭС используют схемы, где нижним резервуаром является море. Однако в этом случае необходимы специальные меры по защите оборудования от коррозии.

### **3.2 История развития ГАЭС**

Первая ГАЭС мощностью около 100 кВт была построена в Швейцарии в 1882 г., т. е. около 100 назад [10]. В предвоенном 1940 г. в мире эксплуатировалось всего 40 ГАЭС. За рубежом строительство ГАЭС стало осуществляться особенно интенсивно в конце 1960ых – 1980ых годах. В 1970 г. в 29 странах мира действовало около 150 ГАЭС суммарной мощностью более 15 млн. кВт.

При современном уровне развития технологий ГАЭС являются наиболее ёмкими аккумуляторами электрической энергии. Согласно Базе данных глобальных энергетических запасов при министерстве энергетики США [11], более 95% всей накопленной электроэнергии в мире приходится на долю ГАЭС, с суммарной ёмкостью более 184 ГВт, 25 ГВт из которых находятся на территории США.

Наиболее интенсивно осуществляется строительство ГАЭС в США и в

Японии, где установленную мощность их составляет соответственно до 25 и 16 ГВт [6]. В Италии установленная мощность ГАЭС составит около 9 ГВт, а в Великобритании и во Франции примерно по 6 ГВт. Больше всего построено ГАЭС в ФРГ (свыше 60) [6], их установленная мощность приближается к 12 млн. кВт. Даже в таких небольших и сравнительно богатых гидроресурсами странах, как Швейцария и Австрия, мощность ГАЭС превышает 2 млн. кВт.

Широкий диапазон напоров, при которых в 80-90ых годах строились ГАЭС (примерно от 20 до 1400 м), предопределяет необходимость применения различных схем агрегатов и гидромашин. При высоких напорах и большой разнице их в турбинном и насосном режимах применяется отдельная установка двух пар машин: ковшовой или радиально-осевой турбины с генератором и многоступенчатого насоса с электродвигателем. Эту схему иногда называют четырехмашинной [10]. Трехмашинная схема также применяется при высоких напорах, но при ней гидротурбина, двигатель-генератор и многоступенчатый насос устанавливаются на общем валу. Обе схемы применяются при установке ковшовых и радиальноосевых турбин как с вертикальным, так и с горизонтальным валом.

Радиально-осевые турбины можно применять при напорах более 650 м. Например, на ГАЭС Росхаг в Австрии установлены вертикальные трехмашинные агрегаты с рекордным для РО турбин напором 672 м [10]. При меньших напорах используются обратимые вертикальные агрегаты, т. е. насосы-турбины, установленные на общем валу с двигателем-генератором (так называемая двухмашинная схема).

Целесообразность увеличения установленной мощности ГАЭС привела к тому, что за рубежом мощность обратимых гидроагрегатов 200—300 МВт стала обычной. На ряде ГАЭС установлены агрегаты большей мощности (табл. 1), а в США строятся ГАЭС, на которых намечается установить агрегаты мощностью по 350—450 МВт.

В СССР строительство крупных ГАЭС началось лишь в 70ых годах XX века. В 1970 г. введена в эксплуатацию первая Киевская ГАЭС мощностью

225 МВт. Кроме того, действует небольшая низконапорная Кубанская ГАЭС в составе Куршавского каскада гидроузлов; мощность ее составляет 19 МВт в 6 агрегатах при  $H = 29,5$  м. Наиболее мощной из российских ГАЭС является Загорская ГАЭС мощностью 1,2 млн. кВт под Москвой, напор которой составляет примерно 100 м [2]. Основные параметры наиболее типичных ГАЭС, взятые из этой же замечательной книги В.Ю. Синюгина, представлены на таблице 1.

**Таблица 1** - ГАЭС, построенные в 70-ых годах XX века

Таблица 26-1

Основные параметры новейших подземных и полуподземных ГАЭС

Наименование ГАЭС	Страна	Год пуска	Мощность, МВт	$H_{\max}$ , м	$D_{\text{т.}}$ , м	$Q_{\text{т.}}$ , м <sup>3</sup> /с	$n$ , об/мин	Агрегаты		
								мощность, МВт	схема	тип
Жарновец (*)	ПНР	1978	680	129	6,00	179	167	170	2Мв	ОРО
Фоерс (*)	Великобритания	1974	300	185	4,50	100	273	150	2Мв	ОРО
Кисенилма	Япония	1970	480	232	5,70	125	225	240	2Мв	ОРО
Релан	Франция	1975	800	246	4,33	100	300	200	2Мв	ОРО
Бэр Свем	США	1974	600	248	5,85	130	225	300	2Мв	ОРО
Шинтойонэ	Япония	1973	1150	248	5,20	110	250	230	2Мв	ОРО
Нордфильд	США	1972	1000	251	5,80	120	257	250	2Мв	ОРО
Такасэгава	Япония	1980	1280	264	6,39	155	250	320	2Мв	ОРО
Юктаи	Швеция	1977	334	267	3,20	130	300	334	2Мв	ОРО
Коо-Труа-Пои	Бельгия	1971	888	275	4,50	66	300	148	2Мв	ОРО
Внанден II (*)	Люксембург	1973	210	292	4,40	76	333	240	2Мв	ОРО
Маркерсбах	ГДР	1978	1050	307	3,90	74	375	175	2Мв	ОРО
Набара	Япония	1976	636	317	5,95	133	257	318	2Мв	ОРО
Раккун	США	1977	1600	320	5,00	152	300	400	2Мв	ОРО
Вальдек II	ФРГ	1974	440	320	—	80	375	220	3Мг	РОН
Кастайк (*)	США	1974	1200	328	5,84	70	257	200	2Мв	ОРО
Гилмс	США	1981	1050	343	5,20	111	257	350	2Мв	ОРО
Родунд II (*)	Австрия	1976	270	354	4,35	85	375	270	2Мв	ОРО
Вилларно	Испания	1970	540	410	3,00	40	600	135	2Мв	ОРО
Зеккинген	ФРГ	1968	360	412	2,70	25	600	90	3Мг	РОН
Окутатараги	Япония	1975	1256	424	5,78	80	300	314	2Мв	ОРО
Поромбка Жар	ПНР	1978	500	442	2,90	34	600	125	2Мв	ОРО
Окуютсу	Япония	1977	1000	485	5,10	60	375	250	2Мв	ОРО
Окуошино	Япония	1978	1242	526	3,80	46	514	207	2Мв	ОРО
Нумаппара	Япония	1973	720	528	4,95	57	375	240	2Мв	ОРО
Динорвик	Великобритания	1982	1800	535	3,66	65	500	300	2Мв	ОРО
Охира	Япония	1975	512	545	4,84	57	400	256	2Мв	ОРО
Длоуге Стране	ЧССР	1978	600	549	2,50	32	600	150	3Мв	РОН
Байна Баста (*)	СФРЮ	1978	630	621	4,88	62	428	315	2Мв	ОРО
Горнберг (Вер)	ФРГ	1976	1000	650	4,50	40	600	250	3Мг	РОН
Тиссо	Норвегия	1968	200	720	—	16	500	100	3Мв	КОН
Лаго Делно	Италия	1970	1040	732	2,85	20	500	130	3Мв	КОН
Бельмекен	НРБ	1970	160	748	2,05	12	500	80	3Мв	КОН
Чанра	НРБ	1978	495	775	3,00	24	600	165	3Мв	КОН
Гонгрин	Швейцария	1970	256	877	2,50	7,0	600	64	3Мг	КОН
Кош	Франция	1975	320	931	1,90	9,6	600	80	2Мв	5НТ
Чиота-Пнастра	Италия	1978	1200	1048	2,25	15	600	150	2Мв	4НТ
Сан Фиорано	Италия	1973	280	1410	—	11	600	140	3Мв	КОН

Примечания: 1. Знаком (\*) отмечены полуподземные ГАЭС.  
 2. 2М и 3М, соответственно, двух- и трехмашинная схема агрегатов; дополнительно буквы «в» и «г» обозначают вертикальный или горизонтальный вал.  
 3. ОРО — обратимые агрегаты (насосо-турбины) радиально-осевого типа; РОН и КОН — радиально-осевая или ковшовая турбина и насос на общем валу с синхронной электромашинной; 5НТ и 4НТ — пяти- и четырехступенчатые насосо-турбины нового типа.

Только в Европейской части РФ, где наиболее остро ощущается дефицит пиковой мощности, выявлено около 200 площадок для строительства ГАЭС, общей мощностью примерно 30 млн. кВт. Однако напоры ГАЭС в этом районе, как правило, не превышают 60—100 м, что предопределяет меньшую их эффективность. Исключение составляют Северный Кавказ, Закавказье и Крым, где напоры отдельных ГАЭС достигают 1000—1500 м.

### 3.3 Роль ГАЭС в сглаживании нагрузок

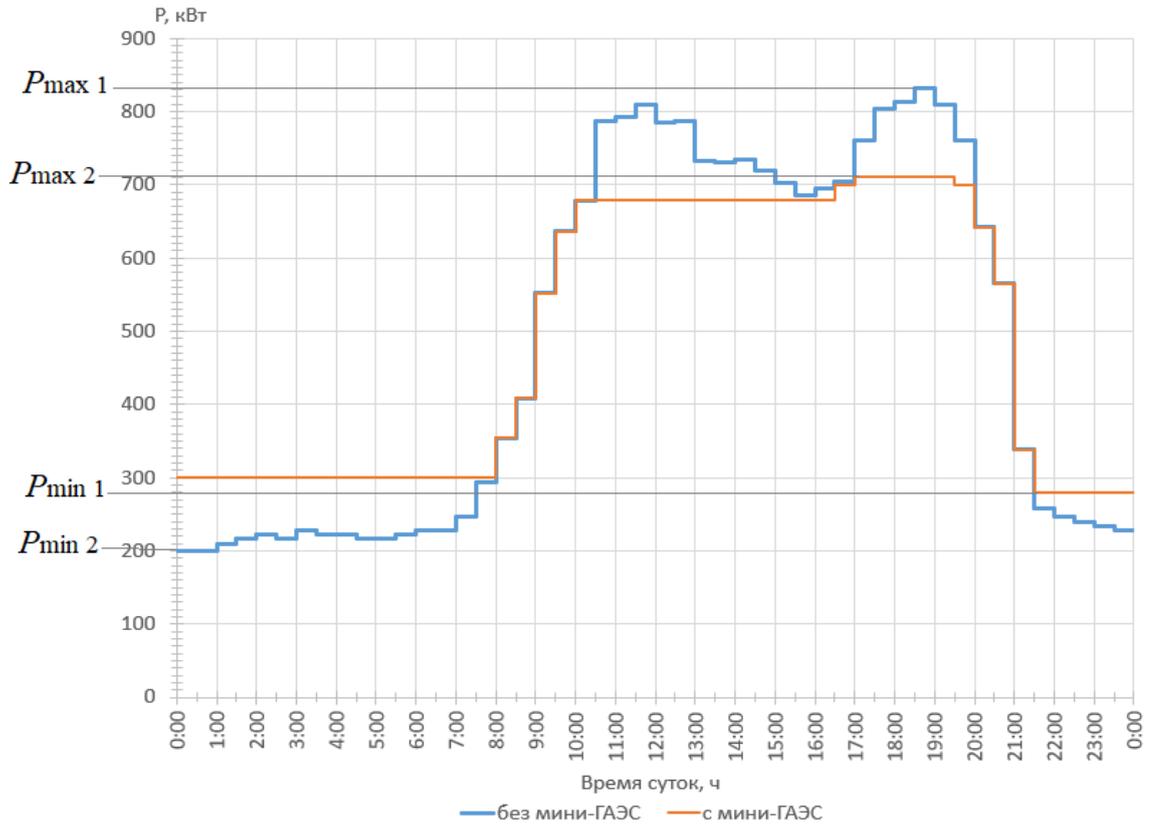
Современные мини-ГАЭС имеют автоматические устройства, подключающие к ним балластную нагрузку, чтобы при уменьшении электрической нагрузки частота вращения агрегатов не превышала допустимую величину [12]. Мини-ГАЭС работают непрерывно в течение суток и практически до 20 часов на нагрузку ЭЭС.

Покажем эффект от использования мини-ГАЭС для регулирования графика нагрузки в локальной ЭЭС. Рассмотрим два графика нагрузки для локальной ЭЭС: без осуществления регулирования электропотребления в данной ЭЭС и с осуществлением регулирования электропотребления при помощи установки в данную ЭЭС мини-ГАЭС (рис. 7). Следует отметить, что режим электропотребления во втором случае имеет более равномерный характер, чем в первом. Коэффициент неравномерности, представляющий собой отношение минимальной мощности  $P_{min}$  к максимальной  $P_{max}$ , в первом случае больше, чем во втором, так как по графикам  $P_{min1} > P_{min2}$ , а  $P_{max1} < P_{max2}$ . При этом в обоих случаях от источника к потребителям передается одинаковое количество электроэнергии  $W$ .

Максимальная мощность, передаваемая от источника к потребителю по электрической сети,  $P_{max}$ , кВт, определяется по формуле

$$P_{max} = \sqrt{3}UI_{max}\cos\varphi \quad (1)$$

где  $U$  – рабочее напряжение питающей электроэнергетической сети, кВ,  $I_{max}$  – максимальное значение тока в элементах сети, А,  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.



**Рисунок 7** - Графики нагрузки без регулирования и с регулированием электропотребления с помощью мини-ГАЭС

Известно, что площадь под графиком нагрузки численно равна потребленной электроэнергии  $W$  за рассматриваемый период времени. Электрический ток, протекая по проводам линий электропередач и обмоткам трансформаторов, вызывает в них потери энергии. Если бы ток в проводах в течение рассматриваемого периода времени не менялся и был бы равен максимальному току нагрузки  $I_{max}$ , то потери энергии  $\Delta W$  были бы равны произведению потерь мощности при максимальной нагрузке  $\Delta P_{max}$  на количество часов работы линии. В действительности же ток в проводах меняется в зависимости от режима работы потребителей, поэтому для расчета потерь энергии рассчитываются параметры, связанные с передачей мощности и энергии в электрических сетях. Одним из таких параметров является число часов использования максимума нагрузки  $T_{max}$  за рассматриваемый период времени. Это время, за которое через электрическую сеть, работающую с максималь-

ной нагрузкой, передавалось бы такое же количество электроэнергии, которое передается через нее по действительному графику нагрузки в течение рассматриваемого периода времени, как правило, год:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} \quad (2)$$

Для рассматриваемого случая, как отмечалось ранее,  $P_{max1} > P_{max2}$ , тогда в соответствии с (2) при неизменном количестве передаваемой электроэнергии  $W$  и неизменном значении напряжения в сети и коэффициента нагрузки справедливо следующее соотношение:

$$T_{max1} < T_{max2}$$

Выравнивание графика нагрузки приводит к снижению величины максимальной мощности, что, в свою очередь, приводит к увеличению числа часов использования максимума нагрузки.

Другой параметр, характеризующий потери электроэнергии, это время максимальных потерь  $\tau_{max}$  за рассматриваемый период времени. Это условное время, за которое максимальный ток нагрузки создал бы в электрической сети потери энергии равные действительным потерям за рассматриваемый период времени, как правило, год. Время максимальных потерь  $\tau_{max}$  связано с числом часов использования максимальной нагрузки  $T_{max}$

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (3)$$

Потери электроэнергии в электрической сети определяются величиной максимальных потерь мощности  $\Delta P_{max}$  и временем максимальных потерь  $\tau_{max}$

$$\Delta W = \Delta P_{max} \tau_{max} \quad (4)$$

Величину максимальных потерь мощности  $\Delta P_{max}$  в сети определяет величина максимального тока нагрузки  $I_{max}$

$$\Delta P_{max} = I_{max}^2 R \quad (5)$$

или с учетом (1) – величина максимальной мощности  $P_{max}$

$$\Delta P_{max} = \frac{P_{max}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R \quad (6)$$

Тогда в соответствии с (4) и учетом (3) и (6) формула для расчета потерь электроэнергии в электрической сети имеет вид

$$\Delta W = \frac{P_{max}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (7)$$

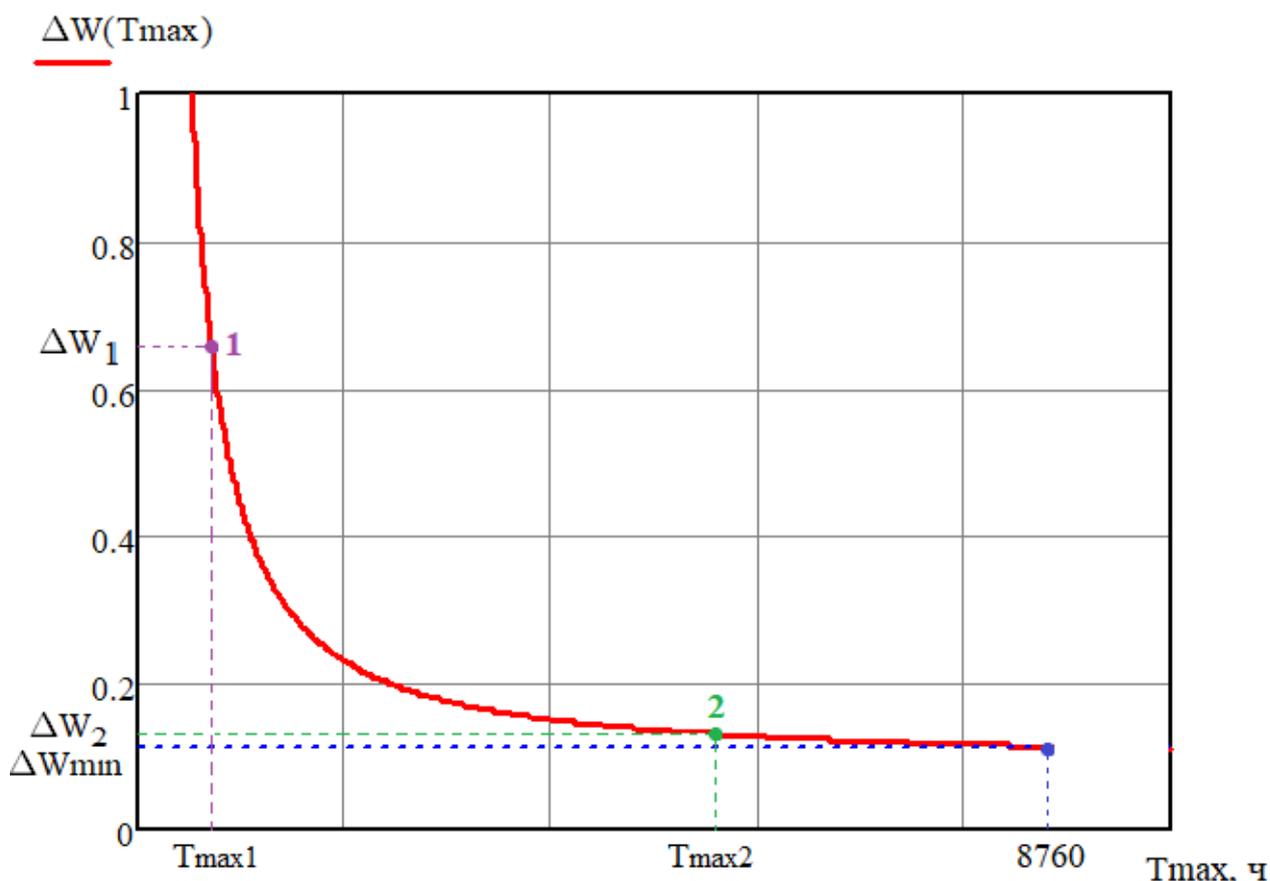
Выразив из (2)  $P_{max}$  и подставив его в (7), получим

$$\Delta W = \frac{1}{T_{max}^2} \frac{W_{год}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (8)$$

Тогда при неизменных параметрах сети и коэффициенте мощности нагрузки, а также неизменном количестве передаваемой электроэнергии за рассматриваемый период времени

$$\Delta W \sim \frac{1}{T_{max}^2} \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

Графически зависимость потерь электроэнергии от числа часов использования максимума нагрузки представлена на рисунке 5.



**Рисунок 8** - Зависимость потерь электроэнергии  $\Delta W$  от числа часов использования максимума нагрузки  $T_{max}$

Чем больше  $T_{max}$  или чем равномернее график нагрузки, тем меньше величина потерь электроэнергии  $\Delta W$  в сети за рассматриваемый период времени, а минимальные достижимые потери электроэнергии соответствуют графику нагрузки при  $T_{max} = 8760$  – число часов в году. В случае отсутствия регулирования электропотребления в локальной ЭЭС, она функционирует с  $T_{max 1}$ , которому соответствуют потери электроэнергии  $\Delta W_1$  (точка 1 на графике). Установка в данную ЭЭС мини-ГАЭС способствует выравниванию графика нагрузки и увеличению  $T_{max}$  до  $T_{max 2}$ , а следовательно, снижению потерь электроэнергии до уровня  $\Delta W_2$  (точка 2 на графике). Очевидно, что  $\Delta W_2 \ll \Delta W_1$ .

Таким образом, применение мини-ГАЭС в качестве аккумуляторов электрической энергии позволяет одновременно решить две задачи посредством выравнивания графика нагрузок:

- 1) сократить резерв мощностей генерации, снижая таким образом себестоимость выработки электроэнергии;
- 2) уменьшить потери на передачу электроэнергии конечным потребителям, ограничивая составляющую стоимости потерь в тарифе.

### **3.4 Современное состояние ГАЭС малой мощности**

По состоянию на 2020 год, ГАЭС мощностью менее 100 кВт являются экзотикой. Проводятся научные исследования, в которых учёные пытаются подобрать оборудование и область применения для таких машин. Одна из них [13] посвящена микро-ГАЭС, которые предлагается внедрять при строительстве зданий. Каскады из баков воды предлагается размещать в подвале и на крышах (рис. 3) зданий. Таким образом, здание с интегрированным ГАЭС будет представлять собой самостоятельный аккумулятор электроэнергии. Согласно работе [13], данный проект жизнеспособен, но сможет достичь рентабельности в случае использования уже существующих ёмкостей нижнего бьефа, например, прудов у подножия постройки.



**Рисунок 9** - Верхний бассейн здания-ГАЭС [13]

Одной из стран, которая продвинулась значительно более других в направлении мини-ГАЭС мощностями 100 кВт – 1 МВт, является Швейцария. Гористая местность с большими перепадами высот отлично подходит для ГАЭС малой мощности, и к 2012 году страна располагала таковыми станциями суммарной мощностью 15 МВт. В данное время в Швейцарии создаётся законодательная база для значительного увеличения количества мини-ГАЭС до суммарных мощностей в 70-150 МВт [14].

В ряде стран уделяется внимание следующему способу строительства ГАЭС: верхний резервуар находится на поверхности земли, а в качестве нижнего используются глубоко расположенные подземные полости. Сама станция помещается вблизи нижнего резервуара и связана с верхним при помощи вертикальных водоводов, а с поверхностью земли — специальными шахтными стволами. Исследование таких станций производится в США, Канаде, СССР, Великобритании.

Технологии ГАЭС большой мощности широко распространены и отработаны. Создание ГАЭС малой мощности является закономерным шагом в развитии технологии аккумуляции больших мощностей электроэнергии. Данная отрасль является перспективной и открывает большие возможности для распространения экологически чистой энергетики в самых удалённых регионах. Исследования в данном направлении ведутся во многих странах ми-

ра, а в Швейцарии с 2012 года уже разрабатывается законодательная база для их внедрения.

### **3.5 Сравнение с аналогичными системами аккумуляции**

График нагрузки ЭЭС представляет собой сумму множества графиков нагрузки отдельных электроприемников, поэтому его выравнивание можно осуществлять с помощью потребителей-регуляторов (ПР). Все ПР могут быть условно разделены на две группы. К первой группе можно отнести ПР, которые совмещают в себе функцию производства и потребления электроэнергии, то есть в зависимости от текущих условий могут выполнять функцию и поставщика, и потребителя электроэнергии. Вторую группу составляют ПР, которые за счет корректировки технологического графика работы имеют возможность ограничивать свое электропотребление переносом электрических нагрузок в зоны суток, соответствующие минимуму нагрузки энергосистемы. К первой группе ПР относят, прежде всего, различные аккумулирующие электроустановки (АЭУ): аккумуляторы для накопления электроэнергии, гибридные транспортные средства с возможностью подключения к электрической сети (plug-in hybrid electric vehicle – PHEV) [15], а также гидроаккумулирующие электростанции. Главное достоинство таких электроустановок заключается в потреблении электроэнергии в часы минимальной нагрузки (ночных минимумов) энергосистемы и отдача накопленной электроэнергии в часы пиковых нагрузок. За счет этого в рамках суточного графика нагрузки достигается уменьшение ночного провала, снижается неравномерность графика и отпадает необходимость разгрузки или перевода в режим холостого хода (или близкий к нему) крупных блоков ТЭС в ночное время. А в часы максимальной нагрузки энергосистемы АЭУ способны обеспечить высокоманевренную генерацию, что также способствует повышению устойчивости ЭЭС.

Среди аккумулирующих энергию электроустановок особо следует отметить гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые, в отличие от других станций, обладают двойным регулирующим эффектом. Это озна-

чает, что практически одна и та же установленная мощность в одном случае используется для компенсации ночного провала суточного графика нагрузки (при работе в режиме зарядки), а в другом – для покрытия пиков (в режиме выдачи мощности в ЭЭС). Поэтому электростанции такого типа являются одним из самых эффективных инструментов выравнивания и покрытия суточного графика нагрузки в энергосистемах.

Мини-ГАЭС - экологичная, отработанная и единственная на сегодняшний день технология хранения крупных объёмов энергии при приемлемых затратах с сравнительно высоким КПД, оптимальна для энергоснабжения.

Свинцово-кислотный аккумулятор бывает с жидким электролитом, ЖЭ или с абсорбирующим стекловолокном, AGM. Отработанная технология с отсутствием эффекта памяти и минимальным саморазрядом, но с низкой плотностью энергии. Оптимальна для задач транспорта, бытовых и компьютерных систем.

Литиевый аккумулятор, как Li-Ion, так как и Li-Pol - отработанная и постоянно дешевеющая технология с высокой плотностью энергии. Оптимальна для массовой бытовой электроники и электромобилей.

Термоаккумулятор (паровой, водяной, фазового перехода) - экологичная, энергоёмкая и наиболее дешёвая технология аккумуляции энергии на 1 кВт-ч в тепловой форме. Оптимальна для систем теплоснабжения.

Конденсатор (электролитический/ суперконденсатор) обладает самым высоким КПД, но самые большие удельные капиталовложения. Оптимальна для задач с большим количеством коротких циклов.

Водородно-электролизный аккумулятор (Power-to-Gas, P2G) - опытная технология с доныне непревзойдёнными энергетической плотностью и энергоёмкостью. В будущем, несомненно, станет полноправной частью энергетического комплекса.

**Таблица 2 - Аналогичные системы аккумуляции и их сферы применения**

	Мини-ГАЭС	Свинцово-кислотный аккумулятор (с жидким электролитом, ЖЭ / с абсорбирующим стекловолокном, AGM)	Литиевый аккумулятор (Li-Ion / Li-Pol)	Термо-аккумулятор (паровой, водяной, фазового перехода)	Конденсатор (электролитический/ суперконденсатор)	Водородно-электролизный аккумулятор (Power-to-Gas, P2G)
КПД аккумуляции, %	70 ÷ 84%	ЖЭ 55 ÷ 60% AGM 70 ÷ 85%	90 ÷ 97%	Водяной 45 ÷ 75% Фазовый 75 ÷ 90% Паровой н/д	98 ÷ 99.9%	Без когенерации 30 ÷ 44%, с когенерацией 43 ÷ 62%
Энергетическая плотность, Вт·ч/кг	0.02 ÷ 0.3	ЖЭ 10 ÷ 35 AGM 30 ÷ 48	Li-Ion 100 ÷ 180 Li-Pol 150 ÷ 220	Водяной 10 ÷ 45 Фазовый 50 ÷ 100 Паровой н/д	электролитический 0.01 ÷ 0.1 суперконденсатор 0.1 ÷ 3	H <sub>2</sub> 330 ÷ 400 CH <sub>4</sub> 900 ÷ 1200
Среднее время цикла зарядки-разрядки	2 ÷ 6 часов	30 мин ÷ 2 дня	30 мин ÷ 4 дня	Водяной н/д Фазовый < 10 дней Паровой < 3 дней	5 мс ÷ 1 час	1 неделя ÷ месяцы (в зависимости от объёмов газа)
Ресурс	расчётный – 50 лет (СП 58.13330.2012, III и IV класс гидросооружений) предельный – н/д	< 1000 циклов	Li-Ion 300 ÷ 1000 Li-Pol 200 ÷ 700 циклов	н/д	2000 ÷ 10000 часов	н/д
Применение	Экологичная, отработанная и единственная на сегодняшний день технология хранения крупных объёмов энергии при приемлемых затратах и с хорошим КПД. Оптимальна для задач энергоснабжения.	Отработанная и самая дешёвая технология с отсутствием эффекта памяти и минимальным саморазрядом, но с низкой плотностью энергии. Оптимальна для задач транспорта, бытовых и компьютерных систем.	Отработанная и постоянно дешевеющая технология с высокой плотностью энергии и низким саморазрядом. Оптимальна для массовой бытовой электроники и электромобилей.	Экологичная, энергоёмкая и наиболее дешёвая технология аккумуляции энергии на 1 кВт·ч в тепловой форме. Оптимальна для систем теплоснабжения.	Самый высокий КПД, но самые большие удельные капиталовложения. Оптимальна для задач с большим количеством коротких циклов.	Опытная технология с донине непревзойдёнными энергетической плотностью и энергоёмкостью. В будущем, несомненно, станет полноправной частью энергетического комплекса.

## 4. Подбор оборудования ГАЭС

### 4.1 Принципиальная схема

Основными элементами ГАЭС являются два резервуара с водой (верхний и нижний бьеф), расположенные друг от друга на высоте от нескольких метров (рис. 10) до нескольких сотен метров. В период прохождения провала потребления электроэнергии насосная установка ГАЭС перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний. Таким образом потребляется лишняя электроэнергия и происходит заряд ГАЭС как массивного электроаккумулятора. Во время прохождения максимума нагрузки ГАЭС работает как обычная гидростанция.

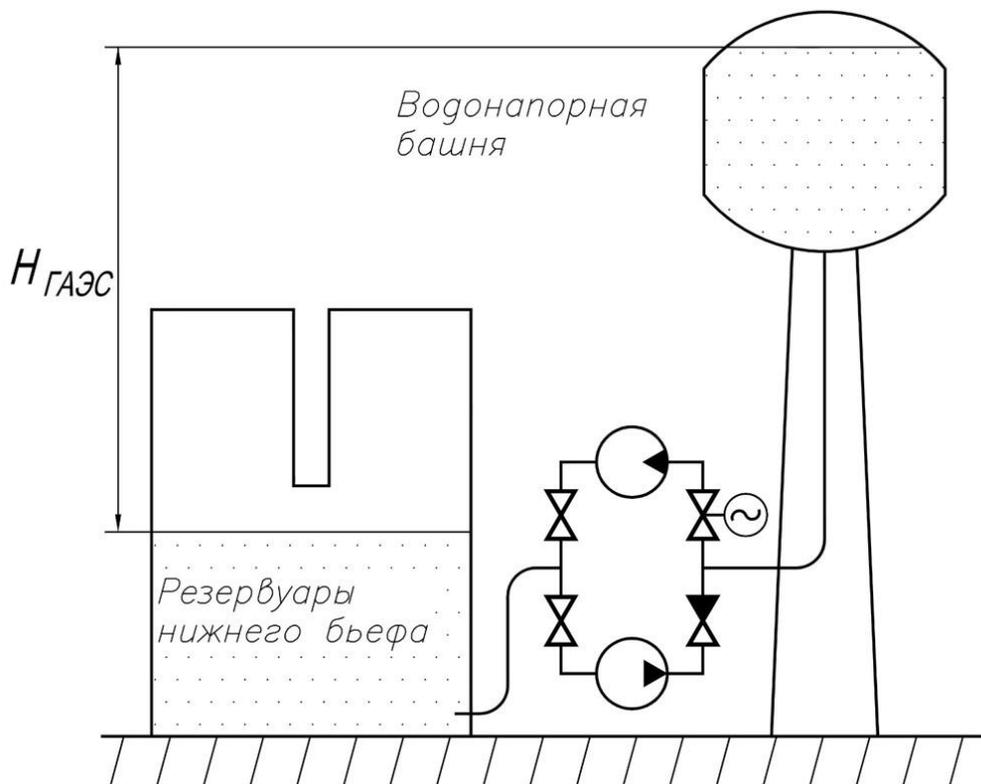
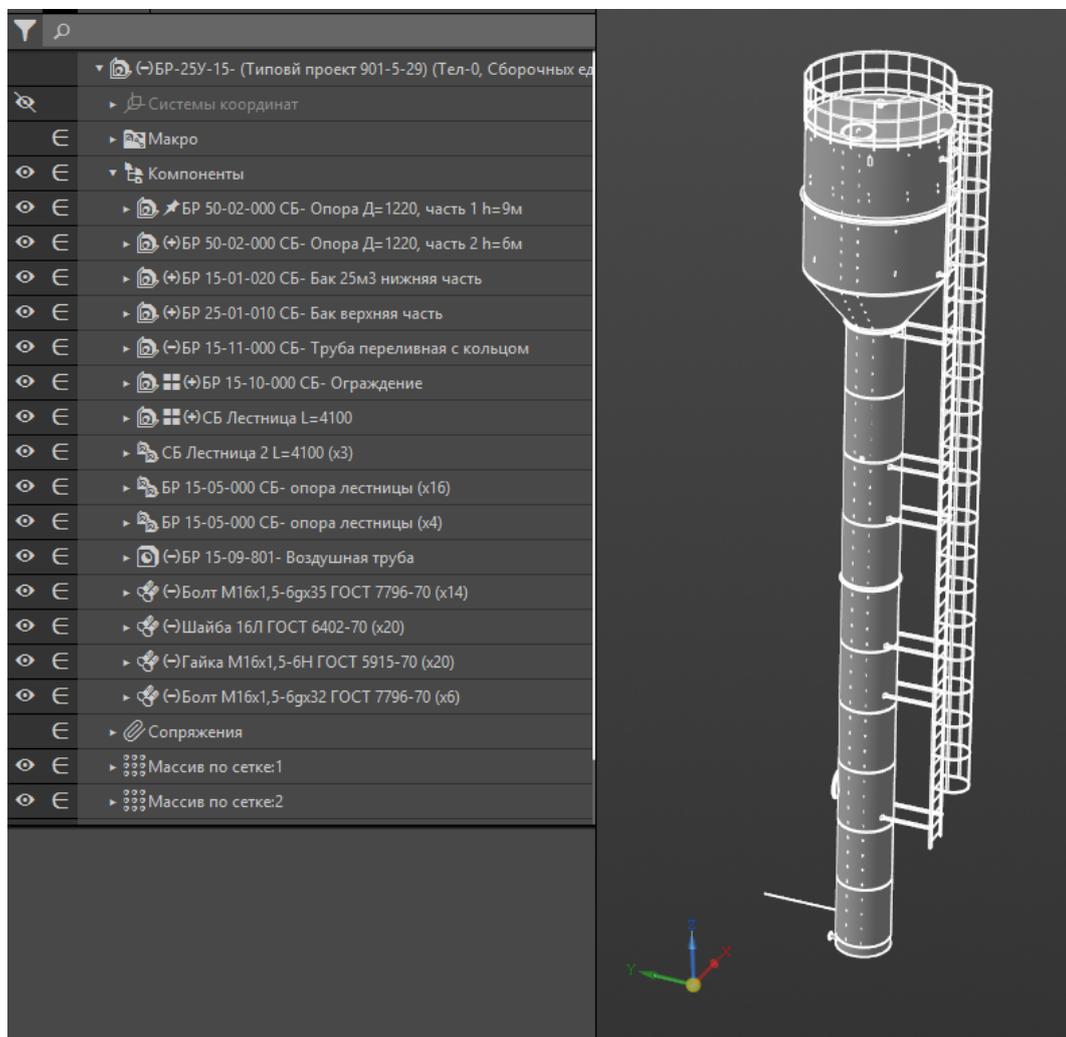


Рисунок 10 - Схемное решение ГАЭС башенного типа

### 4.2 Башня и подземный бассейн

Для верхнего бака целесообразно использовать конструкционные особенности зарекомендовавших себя многолетней практикой водонапорные башни системы Рожновского. Унифицированные стальные водонапорные

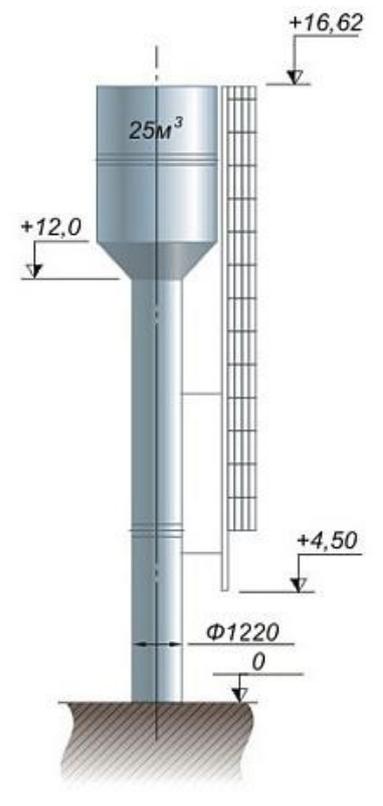
башни системы Рожновского изготавливаются по ТП 901-5-29 с ёмкостью баков 10, 15, 20, **25**, 50, 160 м<sup>3</sup> и цилиндрическими опорами высотой 10, 12, 15, 18, 25 м, заполняемые дополнительными запасами воды. Баки различной ёмкости имеют унифицированный диаметр – 3020 мм, где 4-5 мм – толщина стальных стенок.



**Рисунок 11** - Эскизный чертёж башни Рожновского 25 м<sup>3</sup> в Inventor 3D

Для нижнего бака предполагается подземный резервуар 30 м<sup>3</sup>, расположенный на глубине 2 м под землёй с целью увеличения водяного напора. Резервуар должен обладать большей ёмкостью, чем водонапорная башня, с целью предотвращения обмерзания конструкции в зимний период. Предлагается использовать пластиковую подземную ёмкость фирмы AlePlast ёмкостью 30 м<sup>3</sup>.

**Таблица 3 - Параметры водонапорной башни ВБР-25**

Расчётная ёмкость бака, м <sup>3</sup>	25 м <sup>3</sup>	
Глубина бака, м	5	
Глубина воды в баке при заполнении на 25 м <sup>3</sup> , м	3.32	
Диаметр бака, мм	2400	
Диаметр опоры, мм	1220	
Высота опоры, м	12	
Высота общая, м	17	
Масса сухая, кг	4200	
Ду внутренних труб, мм	102	
Толщина стенок, мм	4	
Материал башни	Ст3Сп	
Стоимость, руб	420 000	

Преимущество полипропилена для подземной ёмкости – долговечность.

- Устойчивость к агрессивным средам почвы и хранимой жидкости;
- Устойчивость к коррозии;
- Производители гарантируют срок службы 50 лет и более, тогда как у стальных этот параметр составляет 10 лет.

**Таблица 4 - Параметры подземного резервуара AlePlast 30**

Расчётная ёмкость бака, м <sup>3</sup>	30 м <sup>3</sup>	
Избыточное давление, МПа	< 0.07	
Длина резервуара, мм	7400	
Высота резервуара с опорами, мм	2500	
Внутренний диаметр, мм	2300	
Масса сухая, кг	971	
Материал	Полипропилен, 8 мм	
Стоимость, руб	540 000	

В случае необходимости можно и обойтись более дешёвым стальным вариантом. На рынке их множество, выбранный имеет обозначение РГС-30-4 и изготавливается в соответствии с выбранными по типоразмеру резьбовыми отводами. Их основное назначение – противопожарные системы на производственных и муниципальных площадках, второстепенное – дренажные системы отвода сточных вод.

Рабочий диапазон температур для полипропилена  $\pm 90$  °С, для Ст3пс  $\pm 40$  °С, 09Г2С-8  $\pm 60$  °С. В г. Москва температура грунта на глубине более 1.2 м не опускается ниже 1.8 °С [16], следовательно, приемлем самый дешёвый вариант Ст3пс.

**Таблица 5** - Параметры стального одностенного резервуара РГС-30-4

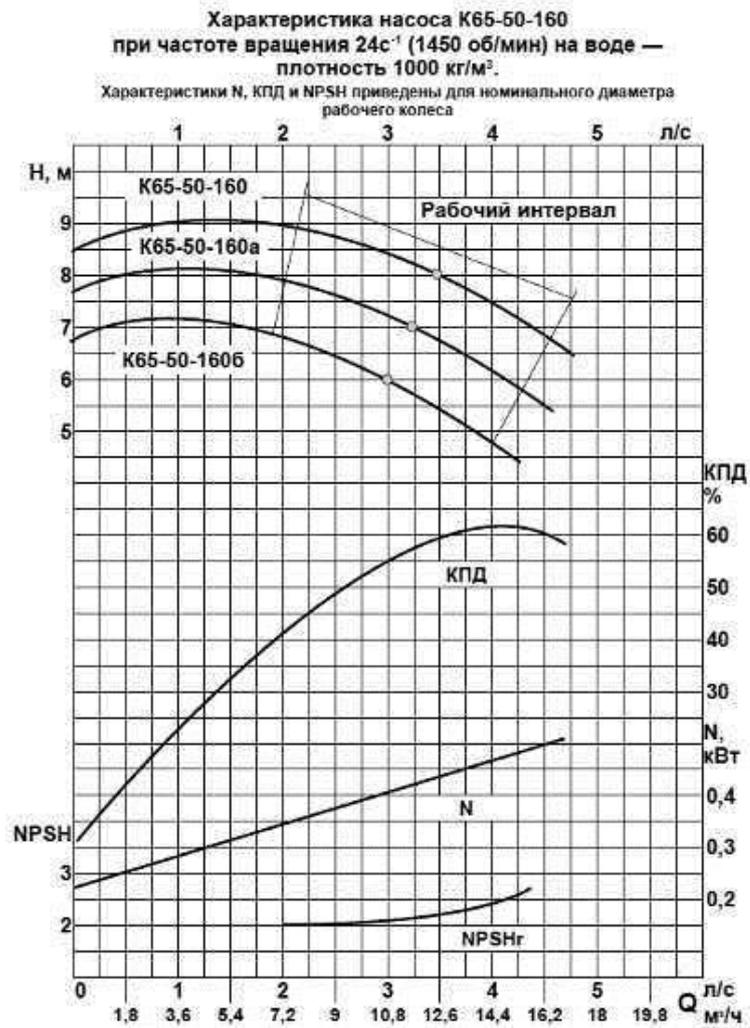
Расчётная ёмкость бака, м <sup>3</sup>	30 м <sup>3</sup>	
Избыточное давление, МПа	< 0.04	
Длина резервуара, мм	4990	
Высота резервуара с опорами, мм	3400	
Внутренний диаметр, мм	2760	
Масса сухая, кг	4560	
Материал	Ст3пс, 4 мм	
Стоимость, руб	230 000	

При компоновке башенной ГАЭС необходимо решить следующие задачи:

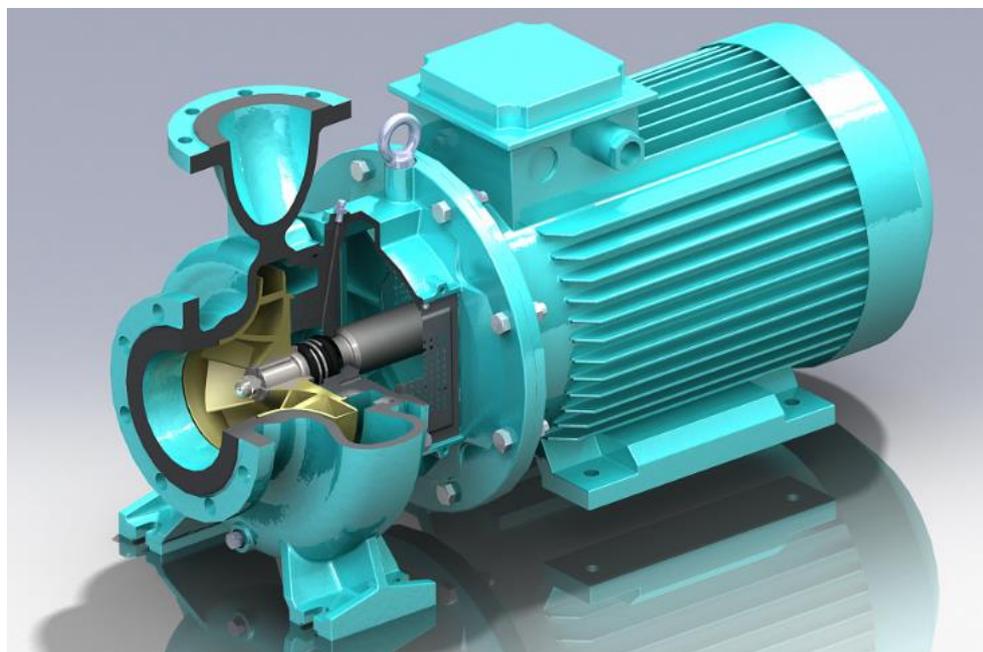
- Расчёт прочности фундамента башни ВБР-25 при условии подземного расположения резервуара.
- Проработка транспортировки крупногабаритных ёмкостей;
- Проработка монтажа и схемы присоединения и обслуживания трубопроводной системы ГАЭС.

### 4.3 Гидротурбина

В качестве гидравлической турбины выбран консольный центробежный насос КМ-65-50-160/4 в реверсивном режиме. Литера «М» - «Монолитный»: колесо насоса насажено на удлиненный вал ротора, а корпус крепится на фланец электродвигателя и является одним целым с мотором.



**Рисунок 12** - Насосная характеристика насоса К-65-60-160. Для КМ-65-50-160/4 насосная характеристика растянута на большие расходы воды



**Рисунок 13** - Насос КМ-65-50-160/4 в разрезе

Для КМ-65-50-160/4 диаметр входного патрубка 65 мм, диаметр выходного патрубка 50 мм, Ду рабочего колеса составляет 160 мм, 4 – серия торцевого уплотнителя. Оба насосных агрегата должны быть размещены в здании ГАЭС на общем фундаменте. Отметка их установки должна быть ниже уровня рабочей среды в резервуаре нижнего бьефа.

**Таблица 6 - Параметры консольного насоса КМ-65-50-160/4**

Насос консольный	Об/мин	Подача, м3/ч	Напор, м	КПД, %	Мощность насоса, кВт	Мощность двигателя, кВт	Марка электро-двигателя	Кавитац. запас, м
КМ 65-50-160 /4	450	12,5	8	60	0,45	0,75	АИР71В4	2
КМ 65-50-160а /4		11,7	7	58	0,38			
КМ 65-50-160 6/4		10,8	6	56	0,32	0,55	АИР71А4	

Насосный агрегат КМ 65-50-160/4 будет работать в режиме гидравлической турбины, вырабатывающей энергию рабочей среды, поступающий под напором из верхней башни в резервуар нижнего бьефа. Его параметры в рабочем режиме: напор  $H = 9$  м, подача  $Q = 25$  куб. м/ч, частота вращения генератора  $n=1500$  об/мин. В режиме гидротурбины напор насоса теряет свой физический смысл, так как напор будет задаваться внешними условиями – разницей давлений между уровнем воды в верхнем баке и в нижнем. На расчётном режиме это будет 17 м водяного столба, а по мере разрядки аккумулятора и опустошении верхнего бака напор будет снижаться до ориентировочных 13 м водяного столба. КПД насоса в режиме гидротурбины при увеличенном водяном напоре заметно увеличится относительно 56-60% в насосном режиме и будет составлять 85-95%. Стоимость установки КМ 65-50-160/4 составляет от 6 до 14 тысяч рублей.

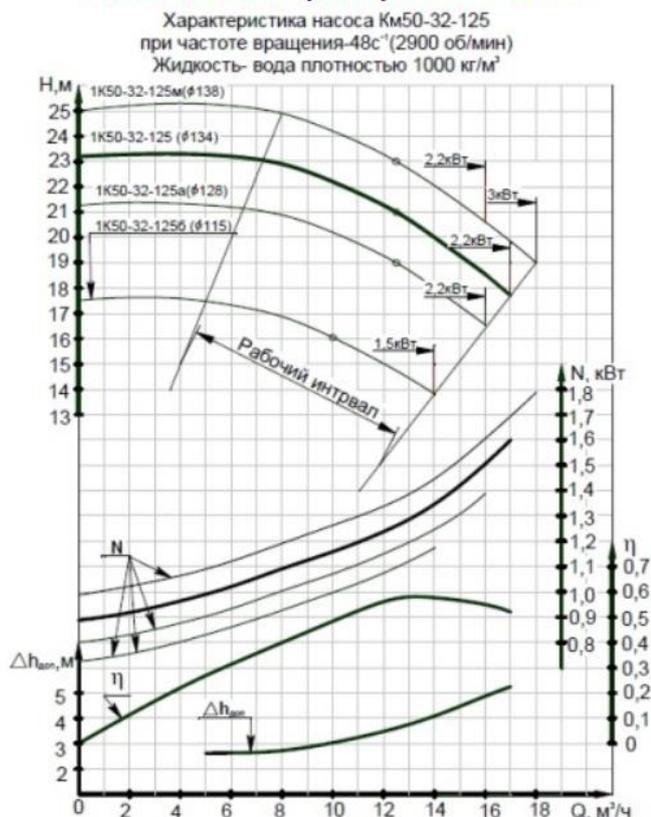
#### **4.4 Насосная установка**

В качестве насосной установки выбран аналогичный гидротурбине насосный агрегат КМ-50-32-125/2. Его основное отличие заключается в ускоренное вдвое частоте вращения, 3000 об/мин, и, следовательно, увеличенном напоре в 13-17 м. вод. ст. при той же подаче  $Q = 25$  куб. м/ч.

Для КМ-50-32-125/2 диаметр входного патрубка 50 мм, диаметр вы-

ходного патрубка 32 мм, Ду рабочего колеса составляет 125 мм, 2 – индекс обточки рабочего колеса. Оба насосных агрегата должны быть размещены в здании ГАЭС на общем фундаменте. Отметка их установки должна быть ниже уровня рабочей среды в резервуаре нижнего бьефа.

**Рис.1 Рабочие характеристики насоса**



**Рисунок 14 - Насосная характеристика насоса КМ-50-32-125/2**

Оба насоса подобраны с целью получения максимального КПД по циклу зарядки и разрядки ГАЭС. Стоимость пары насосов КМ составляет от 12 до 28 т.р. Насосы одинаковой серии рационально подбирать, так как это:

- Облегчает совместимость и обслуживание гидромашин;
- Позволяет унифицировать условный диаметр трубопроводной системы ГАЭС. Дополнительных переходников для фланцев входных и выходных трубопроводов не требуется;
- Родственные насосы с управляемыми разными частотами привода (1500 и 3000 об/мин) позволяют проводить эксперименты с длительностью режимов зарядки и разрядки в целях оптимизации работы ГАЭС.

## 4.5 Трубопроводы и запорно-регулирующая арматура

Типоразмеры трубопроводов, которые будут применены для выполнения гидравлических коммуникаций, определяются по габаритным и присоединительным размерам насосного агрегата - диаметра всасывающего и напорного патрубков, а также их фланцев. Толщина стенки трубопроводов также определяется исходя из возможностей насосного агрегата. Т. к. Максимальный напор составляет 17 м вод. ст., то эта величина переводится в МПа и по ней из стандартного ряда (ГОСТ) выбирается необходимая толщина стенки, способная выдержать данное давление.

Для КМ 65-50-160 и КМ-50-32-125/2:

- Диаметр всасывающего патрубка Ду 65 мм, Ру 10 атм.
- Диаметр входного/выходного патрубка Ду 50 мм, Ру 16 атм.
- Диаметр выходного патрубка Ду 32 мм, Ру 22 атм.

Для максимального напора системы 17 м. вод. ст. = 0.1667 МПа и указанных условных проходов адекватная толщина стенок трубопроводов (ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные) составляет 2 мм стали 09Г2С. В случае использования пластиковых труб данный показатель примерно вдвое больше (4 мм), и тем не менее, требует дальнейшего уточнения.

Каждый насосный агрегат должен иметь задвижки на входе и выходе. Эти задвижки должны быть выполнены с индивидуальным электроприводом. Их типоразмер зависит от диаметра трубопроводов, который будет принят для каждой гидролинии. Также хотя бы 1 из задвижек должна быть снабжена обратным клапаном (рис. 8, стр. 25), препятствующим подаче воды в обход гидротурбины. Обратный клапан должен быть размещён на выходном патрубке насоса. Второе место, где также по возможности размещён обратный клапан, это входной патрубок гидротурбины – для исключения эффекта «зацикливания» потока воды, нагнетаемого насосом в башню. Данный эффект может быть исключён простым регулярным закрытием задвижки, которая обязательно должна стоять на входе гидротурбины, но клапан позволяет сэкономить электроэнергию и снизить эксплуатационные риски.

Обратный клапан, выдерживающий 0.1667 МПа, для диаметров Ду 32, 50 и 65 мм находится в ценовом диапазоне от 7 до 30 тысяч рублей. Фирма Техмаркет предлагает обратный чугунный фланцевый клапан на Ду 50 за 10074 руб.



**Рисунок 15** - Обратный клапан (18 бар) 015F фирмы Техмаркет

- Давление: 10-18 бар
- Рабочая температура: -25...+90°C
- Среда: вода, воздух, технические и сточные воды, канализация.
- Материалы: корпус - чугун с термообработанным эпоксидным покрытием, диск - сталь, уплотнение - EPDM
- Способ крепления: фланцевый по ГОСТ 12815-80

Задвижки/запорные клапаны с электрическим управлением, выдерживающие 0.1667 МПа, конструктивно сложнее и, следовательно, значительно дороже. Для Ду 50 и Ду 65 цены варьируются в пределах от 70 до 250 тысяч рублей. Требуется рассмотреть возможности для удешевления системы запорно-регулирующей арматуры. Наиболее рациональным представляется установка двух обратных клапанов (рис. 6) на входе в гидротурбину и на выходе из насоса, и установка двух задвижек с электрическим управлением на выходе из гидротурбины и на входе в насос соответственно.

#### 4.6 Обобщение оборудования

Ключевыми элементами ГАЭС, рассмотренными в данной работе, являются:

- Башня Рожновского ВБР-25, 420 тысяч рублей;
- Подземный резервуар РГС 30-4, 230 или 540 тысяч рублей;
- Гидравлическая турбина КМ 65-50-160/4, от 6 до 14 тысяч рублей;
- Насосная установка КМ-50-32-125/2, от 6 до 14 тысяч рублей;
- Сеть трубопроводов Ду 32, 50 и 65, объединяющих всю систему ГАЭС;
- Один или два обратных клапана (Ду 32 и Ду 65), от 7 до 30 тысяч рублей каждая;
- Две или три задвижки с электроприводами (Ду 50 и Ду 65), от 70 до 250 тысяч рублей каждая.

Общая стоимость оборудования находится в диапазоне от 820 до 1770 тысяч рублей, не включая стоимость трубопроводной системы, транспортировки, монтажа и пуско-наладочных работ.

## 5. Повышение эффективности ГАЭС

### 5.1 Выбор и обоснование расчётных параметров мини-ГАЭС

Рассмотрим КПД гидроаккумулирующей электростанции по обратному методу. Цикл работы ГАЭС начинается с закачки воды насосом в верхний бассейн. Это соответствует зарядке гидроаккумулятора дешёвой ночной электроэнергией в периоды провалов потребления. От 1% до 1.5% энергии теряется на трансформаторе до насоса, затем от 1% до 3% теряется на электродвигателе насоса, основные потери (от 6 до 10%) приходятся на гидравлические потери нагнетания воды в самом насосе, от 0.5% до 1% теряется на гидравлическое сопротивление трубопроводной системы.

При перекачке воды в верхний бассейн удаётся запасти от 85 до 90% полученной из внешнего источника электроэнергии.

При разрядке ГАЭС порядок потерь обратный, и гидромашиной уже выступает не насос, а турбина. Вода, закачанная в верхний бассейн, с потерями в 0.5% - 1% стекает по трубопроводной системе и попадает в гидротурбину. Наибольшие потери составляют от 4% до 10% и приходятся на гидротурбину. Выработав гравитационную потенциальную энергию на турбине, поток воды стекает в нижний бассейн. Данный процесс соответствует разрядке гидроаккумулятора. Гидротурбина вырабатывает электроэнергию, которая покрывает пиковые нагрузки во время повышенного электропотребления.

Практически выдаваемая в сеть электроэнергия составляет от 70 до 84% запасённой энергии.

Как следует из диаграммы на рис. 16, наибольшие потери приходятся на гидромашины – турбину и насос.

Потенциально запасаемая  
электроэнергия,  $W_{\text{теор}} = 100\%$



**Рисунок 16** – КПД мини-ГАЭС по основным потерям

Основным фактором при создании новых генерирующих мощностей на сегодняшний день является график нагрузки электроэнергетической системы  $N_c(\tau)$ . Определяющее значение для формирования графиков нагрузки имеет состав потребителей. Суточный график нагрузки системы характеризует их потребности в рамках дневного цикла. Если энергосистема имеет значительную бытовую нагрузку, то вечерний максимум значительно больше утреннего (Линия 1 на рисунке 17 а). В энергосистемах с преобладанием промышленной нагрузки имеются два явно выраженных максимума: утренний и вечерний (Линия 2 на рисунке 17 а). В обоих случаях суточное энергопотребление отличается значительной неравномерностью ( $\Delta N_c = var$ ), что создает трудности как с покрытием пиков, так и, в большей степени, с прохождением ночных провалов суточных графиков нагрузки. Согласно данным, опублико-

ваным в [2] колебания могут достигать  $\Delta N_c = (0.2 \dots 0.5) N_{c.max}$ , где  $N_{c.max}$  – максимальная суточная нагрузка. График годового энергопотребления (рис. 17 б) характеризуются большей стабильностью, отмечаются два определяющих значения: энергопотребление в неотапливаемый период  $N_{г.min}$  (апрель-сентябрь для умеренной климатической зоны) и энергопотребление в зимний период  $N_{г.max}$  (январь-март, октябрь-декабрь). При этом рост нагрузки в зимний период времени связан преимущественно с необходимостью отопления жилых и производственных помещений и имеет примерно постоянную величину  $\Delta N_r \approx const$ .

Рассмотрим взаимосвязь основных геометрических и рабочих параметров на примере модульного принципа построения мини-ГАЭС для электроэнергетических систем (ЭС) с традиционными и возобновляемыми источниками энергии (ТиВИЭ), предполагающего использование однотипных узлов – модулей. С технико-экономической точки зрения такой подход является наиболее благоприятным и позволяет упростить структуру управления энергоустановкой в целом, снизить эксплуатационные затраты и затраты на возведение вспомогательных сооружений и приобретение оборудования.

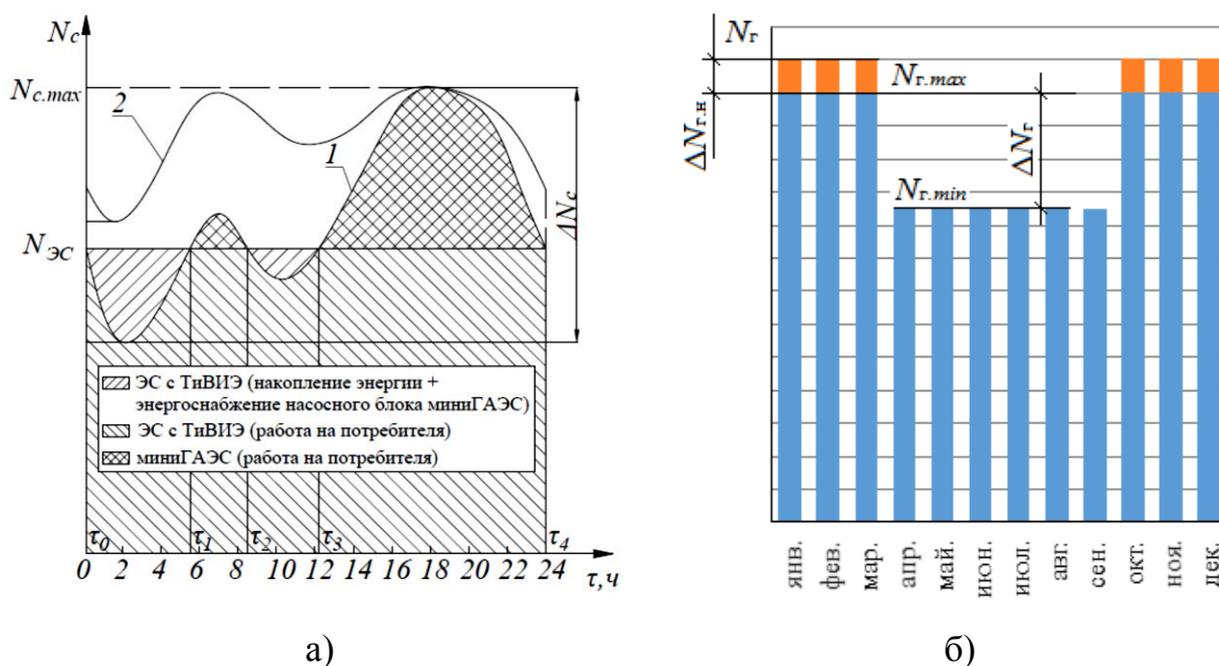


Рисунок 17 - Типовые графики энергопотребления:

а) – график суточной нагрузки; б) – график годовой нагрузки

Анализируя график суточного энергопотребления, необходимо учитывать имеющийся потенциал ЭС с ТиВИЭ, который используется для компенсации базовых нагрузок и определяет область работы мини-ГАЭС (рис. 17 а). Потенциал ЭС с ТиВИЭ может быть выражен в виде суммарной мощности  $N_{ЭС}$  входящих в ЭС энергоустановок.

Максимальная годовая  $N_{г.мах}$  и максимальная суточная  $N_{с.мах}$  нагрузки, связанные с  $N_{ЭС}$ , количеством базовых  $n_1$  и дополнительных  $n_2$  модулей и их расчётной мощностью  $N_{р.м}$  уравнениями (9) и (10), являются расчётными параметрами, определяющими структуру мини-ГАЭС. Уравнение (9) представляет собой условие обеспечения максимальной годовой нагрузки  $N_{г.мах}$  за счёт работы  $(n_1 + n_2)$  модулей на номинальном режиме, а уравнение (10) – условие обеспечения максимальной суточной нагрузки  $N_{с.мах}$  за счёт работы  $n_1$  модулей в режиме неполной загрузки. При этом мини-ГАЭС имеет резерв, допускающий повышение нагрузки на 15%.

Дополнительными параметрами, которые необходимо учитывать при разработке мини-ГАЭС является средняя температура окружающей среды  $T_3$  в зимний период времени и его продолжительность  $\tau_3$ . Поскольку для нормального функционирования мини-ГАЭС должна поддерживаться температура рабочей жидкости не ниже  $0\text{ }^\circ\text{C}$ , в зимний период времени будет иметь место внутренний расход части выработанной электроэнергии на принудительную циркуляцию рабочей жидкости, который может быть учтён в виде добавочной годовой нагрузки  $\Delta N_{г.н}$ .

$$N_{г.мах} + \Delta N_{г.н} = N_{р.м}(n_1 + n_2) \quad (9)$$

$$N_{с.мах} - N_{ЭС} = k_N N_{р.м} n_1, \quad (10)$$

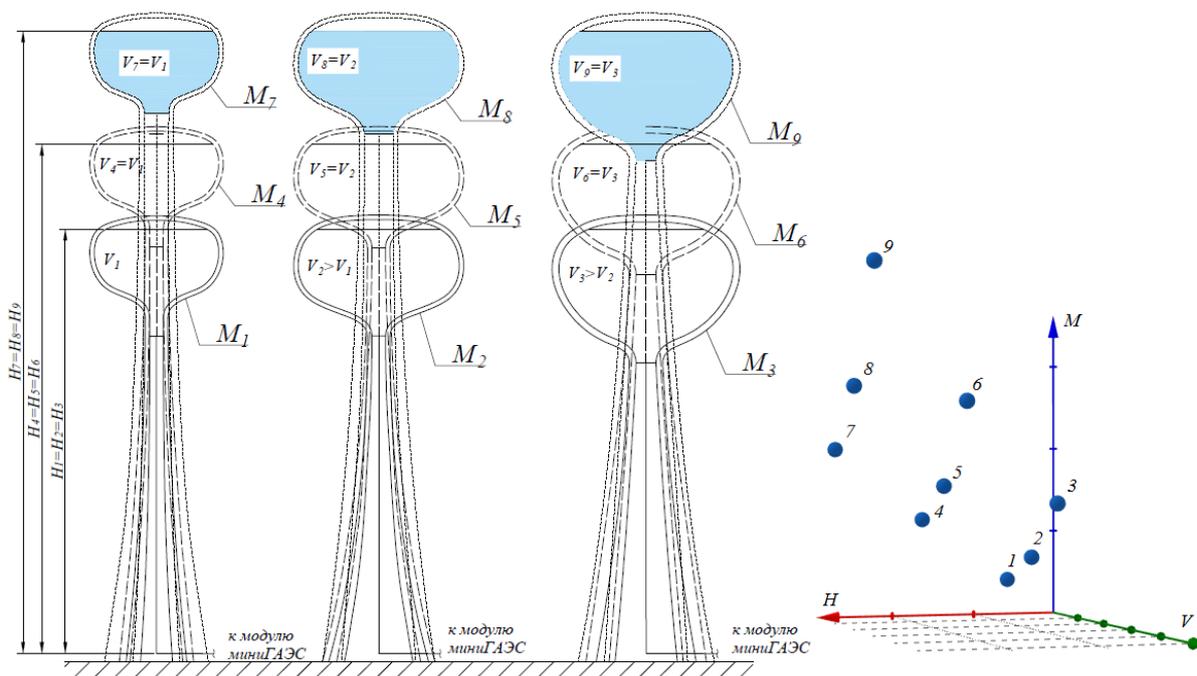
где  $k_N = 0.85 \dots 1.0$  – коэффициент нагрузки, а  $N_{с.мах}$  является экстремумом функции  $N_c(\tau)$  и может быть вычислено через первую производную  $\frac{dN_c}{d\tau}$ .

Параметры  $N_{р.м}$  и  $n_2$  могут быть выражены через  $n_1$  из уравнений (9) и (10) и определены с учётом условий (11).

$$\begin{cases} n = n_1 + n_2 \rightarrow n_{min} \\ n_1 \in R \\ n_2 \in R \end{cases}, \quad (11)$$

где  $R$  – множество целых чисел.

Высота размещения  $H$  верхнего бьефа/резервуара является одним из ключевых расчётных параметров мини-ГАЭС. В случае использования местного рельефа высота  $H$  верхнего бьефа фиксирована. В случае использования быстровозводимых конструкций общий объём  $V$  и высота размещения  $H$  верхнего резервуара мини-ГАЭС являются взаимосвязанными параметрами, определяющими массогабаритные характеристики  $M$  и, в конечном итоге, стоимость конструкции. Связь геометрических параметров  $V$  и  $H$  мини-ГАЭС и её экономическими показателями нелинейна и не может быть установлена аналитически, однако может быть установлена дискретно для набора типовых конструктивных решений (рис. 18).



**Рисунок 18** - Пример типоразмерного ряда резервуаров, выполняющих роль верхнего бьефа мини-ГАЭС

Общий объём  $V$  верхнего бьефа/резервуара мини-ГАЭС связан с суточной нагрузкой мини-ГАЭС, в частности с расчётными параметрами гидроагрегатов: мощностью  $N_{р.т}$ , напором  $H_{р.т}$  и частотой вращения ротора гидро-

турбины  $n_{p.T}$ . Мощность  $N_{p.T}$  определяется по уравнению (12). Напор  $H_{p.T}$  зависит от высоты расположения верхнего бьефа:  $H_{p.T} = H$ . Частота  $n_{p.T}$  может быть выражена через коэффициент быстроходности  $n_{s.T}$  гидротурбины (13) и определена из условия (14) максимума КПД  $\eta_{p.T}$  гидротурбины.

$$N_{p.T} = \frac{1.09N_{p.M}}{n_3}, \quad (12)$$

где  $n_3$  – количество турбин в турбинном блоке модуля мини-ГАЭС.

$$n_{s.T} = 1,167 \frac{n_{p.T} N_{p.T}^{0.5}}{H_{p.T}^{1.25}} \quad (13)$$

$$\Phi_1 = \eta_{p.T} \left( n_{s.T} (N_{p.T}, H_{p.T}, n_{p.T}) \right) \rightarrow \Phi_{1.ext} \quad (14)$$

При определённом из (6)  $n_{s.T}$  могут быть рассчитаны прогнозная мощностная характеристика  $N_T(Q_T)$  гидроагрегатов турбинного блока. На основе этой характеристики и графика нагрузки могут быть построены циклограммы  $N_T(\tau)$  и  $Q_T(\tau)$  работы гидроагрегатов мини-ГАЭС и определён объём резервуара  $V$  в следующей последовательности:

– определяются временные границы работы гидроагрегатов турбинного блока в виде массива  $(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \tau_{i+1}, \dots, \tau_{2m-1}, \tau_{2m})$ , где  $m$  – количество пиков, согласно графику нагрузки;

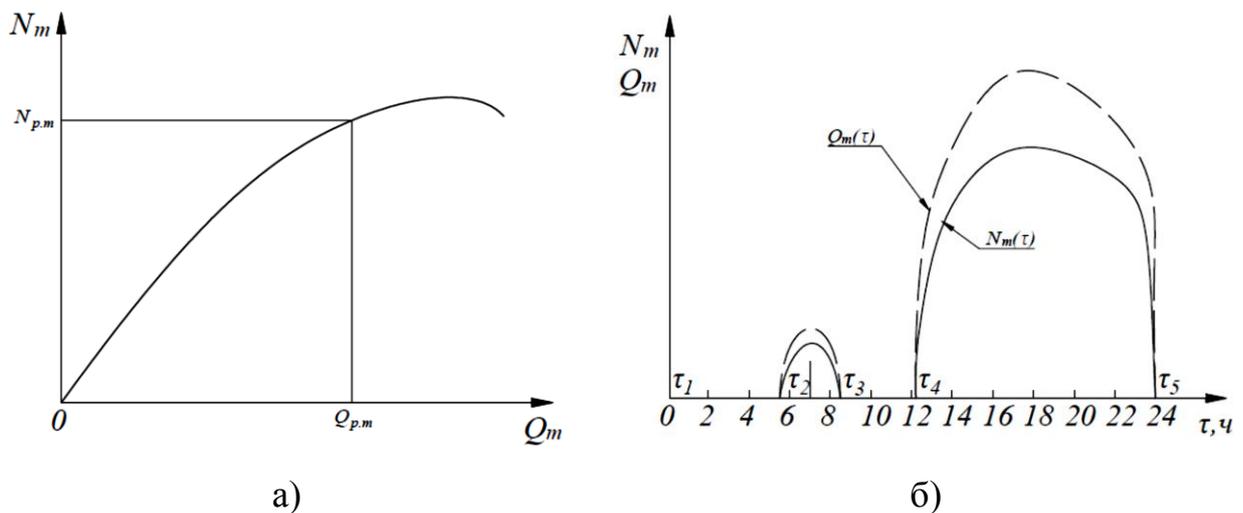
– по уравнению (15) определяется расчётный объём резервуара  $V_{расч}$ :

$$V = f_{max} \left( \int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau, \dots, \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} Q_T d\tau, \dots, \int_{\tau_{m-1}}^{\tau_m} Q_T d\tau \right) \quad (15)$$

– значение  $V_{расч}$  округляется до ближайшего в типоразмерном ряду  $V$ .

На рисунке 18 представлена иллюстрация к определению объёма резервуара  $V$  мини-ГАЭС с графиком нагрузки как на рисунке 17 а. Массив временных границ работы мини-ГАЭС в этом случае имеет вид  $(\tau_1, \tau_2, \tau_3, \tau_4)$ , а объём резервуара определяется по уравнению (16).

$$V = f_{max} \left( \int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau, \int_{\tau_3}^{\tau_4} Q_T d\tau \right) \quad (16)$$



**Рисунок 19** - Иллюстрация к определению общего объёма  
верхнего резервуара мини-ГАЭС:

- а) – построение прогнозной характеристики  $N_T(Q_T)$  гидроагрегатов турбинного блока;
- б) – построение циклограмм  $N_T(\tau)$  и  $Q_T(\tau)$  работы гидроагрегатов мини-ГАЭС

Таким образом, подводя итоги, можно выделить 6 основных расчётных параметров мини-ГАЭС для ЭС с ТиВИЭ:

- максимальная годовая нагрузка  $N_{г.мах}$ ;
- высота размещения  $H$  верхнего бьефа/резервуара;
- суммарной мощности комплекса энергоустановок, входящих в ЭС, в т.ч. и ТиВИЭ  $N_{ЭС}$ ;
- время работы мини-ГАЭС  $\tau_1$  в пиковом режиме;
- средняя температура окружающей среды в зимний период времени  $T_3$ ;
- продолжительность зимнего периода времени  $\tau_3$ ,
- и самое главное, заданный  $N_c(\tau)$  график суточной нагрузки.

## 5.2 Схемы и гидроагрегаты модульных мини-ГАЭС

### 5.2.1 Выбор и обоснование схем модульных мини-ГАЭС

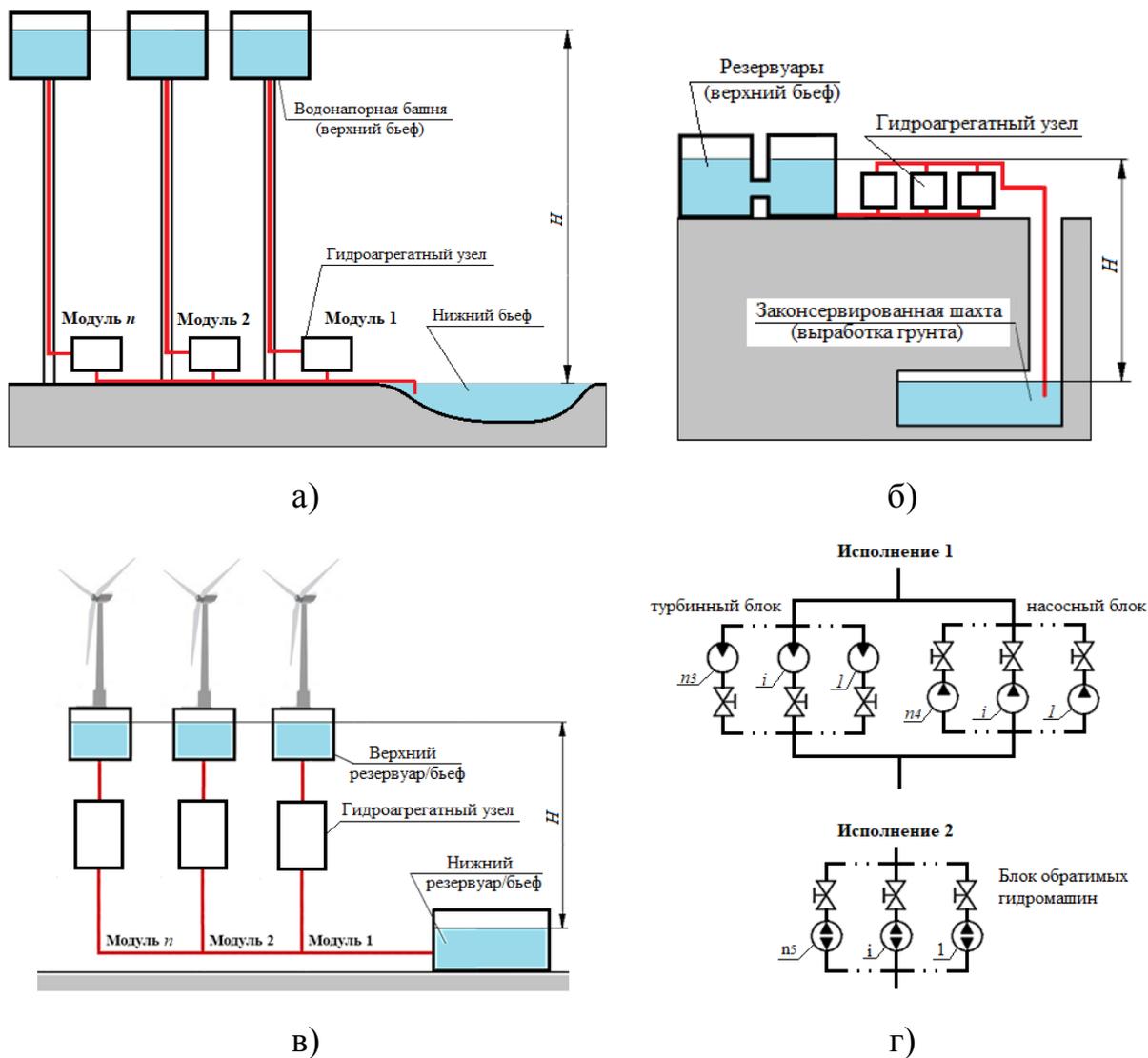
Выбор схемы осуществляется с учётом имеющейся инфраструктуры и особенностей ландшафта местности, а также располагаемых ТиВИЭ. В условиях РФ наиболее перспективными с экономической точки зрения являются три схемных решения для модульных мини-ГАЭС:

- энергоустановки на базе водонапорных башен, в т.ч. выведенных из

эксплуатации (рис. 20 а). Водонапорная башня используется в качестве верхнего бьефа. Высота таких сооружений, как правило, не превышает 20÷30 м, а объём варьируется от 10 до 150 м<sup>3</sup>. Преимуществом такого решения является его экономичность. При этом имеют место минимальные затраты на обустройство нижнего бассейна или использование естественного незамерзающего водоёма.

– энергоустановки на базе инфраструктуры шахт (рис. 20 б). Это схемное решение потенциально перспективно для РФ, где на обширной территории существуют законсервированные, затопленные и выработавшие свой ресурс шахты. Предварительно выполненные расчётно-теоретические исследования показывают, что использование объёмов данных шахт эффективно для возведения мини-ГАЭС. Роль верхнего бьефа при этом выполняет резервуар, соединённый с напорным водоводом, а для перекачивания жидкости используется один или несколько гидроагрегатов.

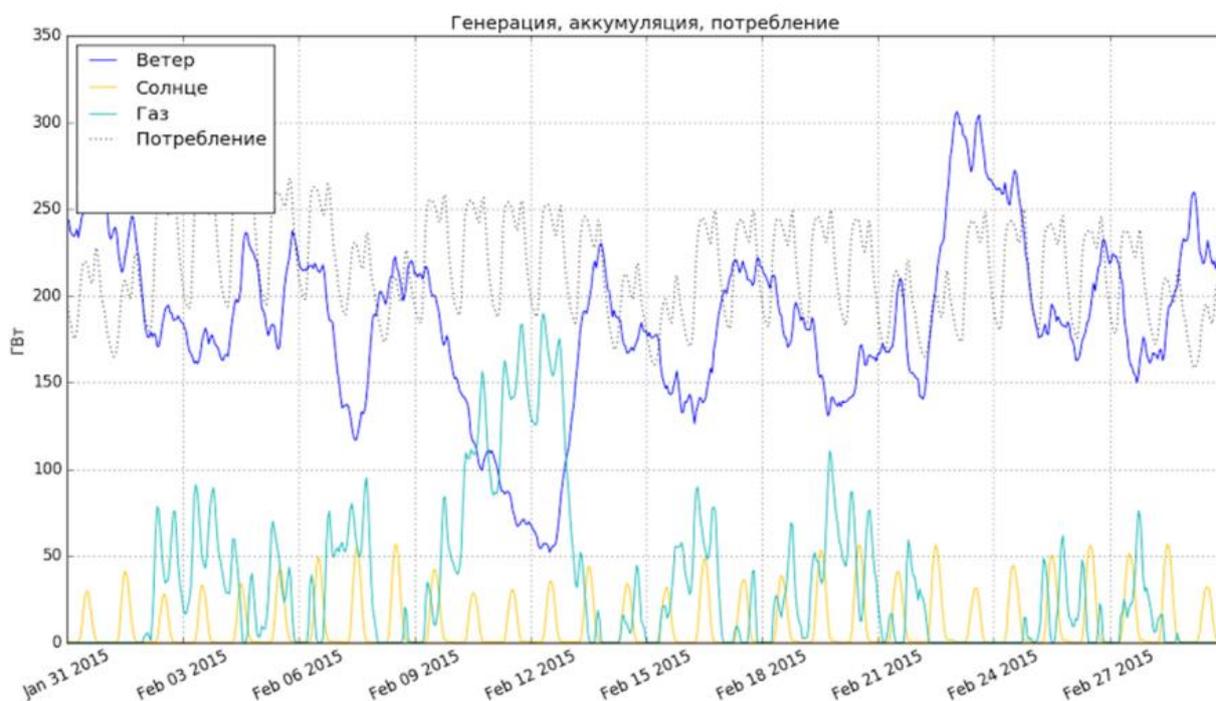
– энергоустановки, интегрированные в ЭС с ветрогенераторами (рис. 20 в). При таком схемном решении в качестве основания башен ветрогенераторов используются бетонные резервуары для воды, соединённые системой трубопроводов с находящимся на более низкой геодезической отметке искусственным водоемом. Быстрое время переключения такой мини-ГАЭС между режимами зарядки и разрядки и высокий энергетический потенциал ветрогенераторов даже в ночное время делают эту связку наиболее оптимальной. Порядок мощностей индивидуальных ветрогенераторов соответствует мощностям разрабатываемых мини-ГАЭС (1-100 кВт). При этом, увеличение высоты башни ветрогенератора за счёт резервуара позволяет дополнительно повысить выработку ветровой энергии - по различным оценкам, на 10÷20% [6].



**Рисунок 20** - Схемные решения создания для модульных мини-ГАЭС:  
 а) – энергоустановки на базе водонапорных башен; б) – энергоустановки на базе инфраструктуры законсервированных и выведенных из эксплуатации шахт; в) – энергоустановки, интегрированные в ЭС с ветрогенераторами; г) – структура гидроагрегатного узла

Оценка возможностей интеграции мини-ГАЭС в качестве аккумулятора энергии в системах солнечной и ветровой энергетики показала, что солнечные электростанции требуют большую аккумуляционную мощность, чем ветряные электростанции, так как значительную часть времени не вырабатывают энергию. На сегодняшнем уровне технологического развития связка солнечных панелей с ГАЭС рентабельна и обоснована только при дополнительном подключении традиционного источника энергии или централизованной сети. Данные заключения подтверждаются результатами мо-

делирования, представленными в отчёте International Renewable Energy Agency (IRENA) от 04.2017 г. Согласно этим данным, солнечные электростанции обладают ярко выраженной синусоидальной выработкой (рис. 21) с кратковременными пиками (ясный полдень) и долговременными провалами (ночи, непогода). Среднегодовой коэффициент загрузки панелей солнечных электростанций составляет  $(0.22 \div 0.39)N_p$  при средней мощности солнечной электростанции  $N_p = 0.2 \div 15$  кВт. Ветряные электростанции имеют наибольший коэффициент неравномерности выработки среди всех распространённых источников энергии. Это связано с возможностью ветряков работать как на номинальных, так и на повышенных мощностях. Среднегодовой коэффициент загрузки ветряных электростанций составляет  $(0.25 \div 0.50)N_{nom}$  при средней мощности ветряных электростанций  $N_{nom} = 1 \div 100$  кВт.



**Рисунок 21** - Выработка энергии ветряными, солнечными и традиционными газовыми электростанциями

Общая структура модульных мини-ГАЭС предполагает решение на базе унифицированных взаимозаменяемых конструктивных элементов (заменяемых модулей), объединённых вокруг ядра мини-ГАЭС. Заменяемый модуль

включает в себя насосный и турбинный блоки, верхние резервуары/бьефы, внутренние трубопроводные и кабельные системы. В состав ядра мини-ГАЭС входят нижний бассейн или естественный водоём, трансформатор, кабельные и трубопроводные системы, а также автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).

### 5.2.2 Параметры гидроагрегатов для модульных мини-ГАЭС

Всего в состав модулей мини-ГАЭС могут входить три типа гидроагрегатов: турбинный, насосный и обратимый (насос-турбина). Классическим решением для крупных ГАЭС является применение обратимых гидроагрегатов. Для мини-ГАЭС с мощностью одного модуля до 100 кВт более эффективным с энергетической точки зрения вариантом является раздельное применение насосного и турбинного гидроагрегатов. Как уже было сказано выше, основными расчётными параметрами турбинного гидроагрегата являются мощность  $N_{p.t}$ , напор  $H_{p.t}$  и частота вращения ротора гидротурбины  $n_{p.t}$ . В соответствии с функциональным назначением насосного гидроагрегата: перекачивание рабочей жидкости с расходом  $Q_{p.n}$  под напором  $H_{p.n}$  при частоте вращения ротора насоса  $n_{p.n}$ , – его основными расчётными параметрами являются  $Q_{p.n}$ ,  $H_{p.n}$  и  $n_{p.n}$  соответственно. Данные параметры позволяют определить типоразмер гидроагрегата через основной критерий подобия – коэффициент быстроходности  $n_{s.n}$  в случае насосного и  $n_{s.t}$  в случае турбинного гидроагрегатов.

Основным критерием при расчёте турбинного гидроагрегата является его энергоэффективность, т.е. КПД  $\eta_{p.t}$ , который определяется его быстроходностью  $n_{s.t}$ . Связь  $n_{s.t}$  с расчётными параметрами  $N_{p.t}$ ,  $H_{p.t}$  и  $n_{p.t}$  отражена в уравнении (13). Мощность турбинного гидроагрегата определяется мощностью модуля мини-ГАЭС  $N_{p.m}$  и количеством  $n_3$  входящих в его турбинный блок гидроагрегатов, т.е.  $N_{p.t} = f(N_{p.m}, n_3)$ . Мощность  $N_{p.m}$ , согласно (9) и (10) является зависимой от расчётных параметров  $N_{г.мах}$ ,  $N_{с.мах}$  и  $N_{Эс}$  мини-ГАЭС переменной, т.е.  $N_{p.m} = f(N_{г.мах}, N_{с.мах}, N_{Эс})$ . Напор  $H_{p.t}$  опре-

деляется высотой  $H$  расположения верхнего резервуара/бьефа мини-ГАЭС. При определённой из условия (11) мощности  $N_{p,m}$  и заданной высоте  $H$  могут быть вычислены по (14) с использованием одного из методов многомерной оптимизации расчётные параметры турбинного гидроагрегата  $N_{p,t}$ ,  $H_{p,t}$  и  $n_{p,t}$  варьированием переменных  $n_3$  и  $n_{p,t}$ . При этом  $n_3$  принадлежит множеству целых чисел, а  $n_{p,t}$  выбирается из диапазона номинальных частот вращения электрических машин.

При расчёте насосного гидроагрегата наиболее важным критерием является обеспечение работоспособности модуля мини-ГАЭС. При этом должна обеспечиваться максимальная энергоэффективность насосного блока. Как видно из циклограммы работы мини-ГАЭС (рис. 17), в определенные промежутки времени может иметь место неполное опорожнение резервуара при пиковых нагрузках, которое должно быть скомпенсировано во время последующих дневных или ночных провалов. Продолжительность пиковых нагрузок и амплитуда их колебаний, а также длительность смежных с ними провалов по нагрузке определяют расходные режимы  $Q_H$  работы насосных гидроагрегатов. Таким образом их суммарная энергоэффективность будет определяться интегрально по средневзвешенному КПД  $\bar{\eta}_H$ , исходя из расходного режима и длительности работы в нём. Таким образом, входящие в насосный блок агрегаты должны иметь максимальный средневзвешенный КПД  $\bar{\eta}_H$  и обеспечивать максимальный требуемый расход  $Q_{H,max}$  и напор  $H_{p,h} = H$  для заполнения в период провала нагрузки верхнего резервуара/бьефа высотой  $H$ . Математически данное условие может быть сформулировано в виде (17).

$$\Phi_2 = \bar{\eta}_H \left( n_{s,h} (Q_{p,h}, H_{p,h}, n_{p,h}) \right) \rightarrow \Phi_{2,ext} \quad (17)$$

где  $n_{s,h} = 3.65 \frac{n_{p,h} Q_{p,h}^{0.5}}{H_{p,h}^{0.75}}$  – коэффициент быстроходности насосного гидроагрегата.

С точки зрения надёжности, предпочтительной является работа насосных гидроагрегатов в бескавитационном режиме, т.е.  $Q_H < Q_{p,h}$  и. Как след-

стве, расчётным для насосного гидроагрегата будет максимальный расходный режим  $Q_{p.н} = Q_{н.max}$ , определяемый в общем случае уравнением (18).

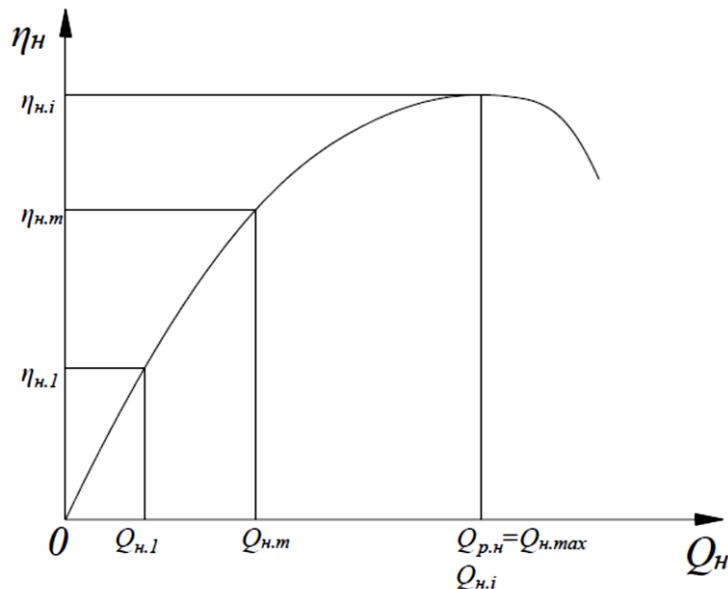
$$Q_{н.max} = f_{max}(Q_{н.1}, \dots, Q_{н.i}, \dots, Q_{н.m}), \quad (18)$$

где  $Q_{н.i}$  – расходные режимы работы насосных гидроагрегатов;  $m$  – количество пиков, согласно графику нагрузки.

Прогнозная характеристика КПД насоса  $\eta_n(Q_n)$  может быть получена по расчётному значению  $n_{с.н}$  (рис. 22). Зная её, может быть вычислен по (19) средневзвешенный КПД  $\bar{\eta}_n$  входящих в насосный блок гидроагрегатов с учётом их времени работы в каждом из режимов.

$$\bar{\eta}_n = \sum_{i=1}^m \lambda_i Q_{н.i} \quad (19)$$

$\lambda_i$  – весовые коэффициенты, для которых справедливо равенство  $\sum_{i=1}^m \lambda_i = 1$ .



**Рисунок 22** - Иллюстрация к определению расчётных характеристик гидроагрегатов насосного блока на базе их прогнозных характеристик  $\eta_n(Q_n)$

Как пример, согласно графику нагрузки, приведённому на рисунке 1а,  $Q_{p.н}$  будет определяться уравнением (20), а средневзвешенный КПД  $\bar{\eta}_n$  – уравнением (21).

$$Q_{н.max} = f_{max}(Q_{н.1}, Q_{н.2}), \quad (20)$$

где  $Q_{н.1} = \frac{\int_{\tau_3}^{\tau_4} Q_T d\tau}{n_4(\tau_1 - \tau_0)}$  и  $Q_{н.2} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau}{n_4(\tau_2 - \tau_3)}$  – расходные режимы работы насосных

гидроагрегатов;

$n_4$  – количество гидроагрегатов насосного блока.

$$\bar{\eta}_H = \lambda_1 Q_{H.1} + \lambda_2 Q_{H.2} \quad (21)$$

$\lambda_1 = \frac{\tau_2 - \tau_1}{(\tau_2 - \tau_1) + (\tau_4 - \tau_3)}$  и  $\lambda_2 = (1 - \lambda_1)$  – весовые коэффициенты.

Аналогично турбинным, расчётные параметры насосных гидроагрегатов  $Q_{p.H}$ ,  $H_{p.H}$  и  $n_{p.H}$  вычисляются по (17) с использованием одного из методов многомерной оптимизации варьированием переменных  $n_4$  и  $n_{p.H}$ .

### **5.3 Повышение КПД мини-ГАЭС с помощью технических решений с применением биомиметики**

#### **5.3.1 Выбор перспективных направлений совершенствования гидроагрегатов**

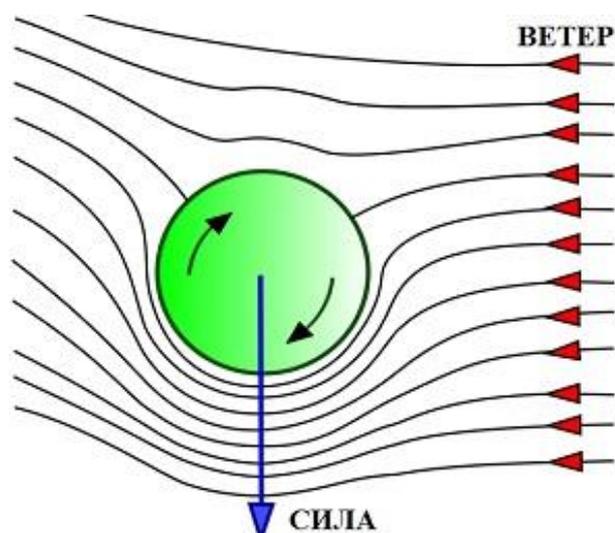
Гидротурбины и насосы мини-ГАЭС могут быть улучшены за счёт ряда перспективных направлений в развитии технологии нагнетательных машин. Рассмотрим три из них:

- использование эффекта Магнуса,
- винглеты, или законцовки лопасти,
- разделительные рёбра.

#### *Использование эффекта Магнуса*

Эффект Магнуса состоит в том, что вращающийся цилиндр создаёт в пространстве вокруг себя вихревое движение. Скорость движения воздуха вокруг вращающегося цилиндра различна, следовательно и различно давление порождающее силу, которая может использоваться.

Если мяч не вращается, воздух будет проходить прямо мимо него растягиваясь прямо за мячом, как хвост кометы. Если поворачивать поверхность вращающегося шара, то он тащит воздух с ним. Вращение отклоняет мяч под углом, ближе к стороне шара который вращается на встречный воздух. Таким образом, вращающийся шар получает боковую силу (рис. 23).



**Рисунок 23** - Описание явления эффекта Магнуса

На основе эффекта Магнуса российский изобретатель Геллер С. В. Из Донского государственного технического университета (ДГТУ) пришёл к идее вертикально – осевой ветротурбины (VAWT) новой архитектуры. В ней использован принцип природного явления — смерча. Турбина превращает поток ветра в восходящий вихрь, который «наматывается» на многолопастный ротор, как кокон. Лопасты мешают прохождению воздуха напрямую, он спирально обтекает полость ротора, передавая трением ему свою энергию. Поток взаимодействует не только с этими лопастями, но и со связанными с ротором наклонными антикрыльями. С верхом лопастей соединена горизонтальная крыльчатка. Она также взаимодействует с восходящим вихрем. Такая совокупность признаков создаёт парадоксальную возможность увеличения ометаемой ветром площади ротора без увеличения его габаритов, поскольку ометается не только внешняя его поверхность. Изображение турбины приведено ниже.



**Рисунок 24** - Модель вертикально–осевой ветротурбины (VAWT)

В 2016 году были изготовлены две действующие модели таких турбин. Высота вертикальных лопастей и поперечные габариты роторов равнялись 800 мм. Все упомянутые выше элементы ротора имели аэродинамический профиль Clark Y. Толщина профиля 11% от длины хорды. Обе модели имели горизонтальные крыльчатки с девятью лопастями, каждая из которых связана с одной из вертикальных лопастей ротора и с центральной мачтой, которая вращается совместно со всей конструкцией. Первая модель (фото приведено ниже) имела девять антикрыльев, вторая — 18. При скорости ветра 11 м/с вторая турбина развила мощность 220 Вт и имела на холостом ходу частоту вращения около 80 об/ мин. Обе турбины работали в приземном пограничном слое, стоя на канцелярском столе. Это не помешало им достичь КИЭВ 0,42 и 0,48 соответственно, что не уступает горизонтально — осевым турбинам, вынесенным за пределы зоны турбулентности посредством монтажа на высокие мачты [17].

Аналогичное применение эффект Магнуса может найти и в гидроагрегатах. Вертикально-осевая гидротурбина, использующая эффект Магнуса, имеет следующие преимущества перед традиционными горизонтально — осевыми турбинами:

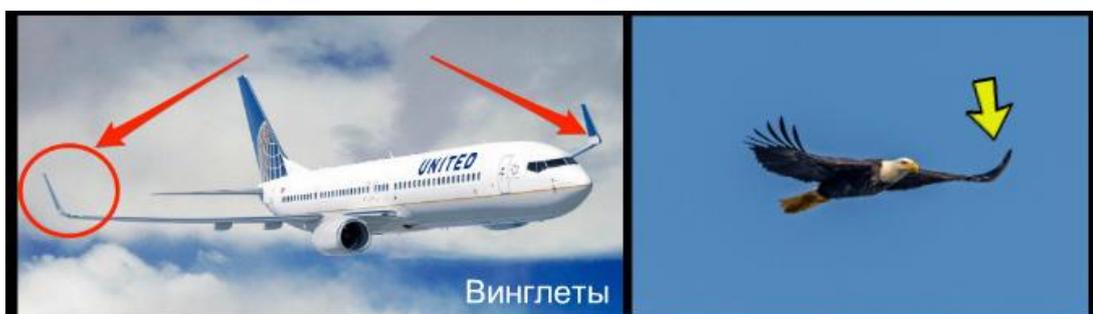
- Большой коэффициент использования энергии потока (КИЭП);
- Меньший уровень шума;
- Регулируемый угол атаки лопастей, следовательно, более тонкая настройка системы к различным скоростям потока и нуждам электропотребления.

Недостатками данного типа турбин являются их более сложная конструкция, применение электроприводов для регулирования лопаток и их принципиальная несовместимость с привычными конструкциями горизонтально-осевых турбин. Преобразовать одну в другую не удастся.

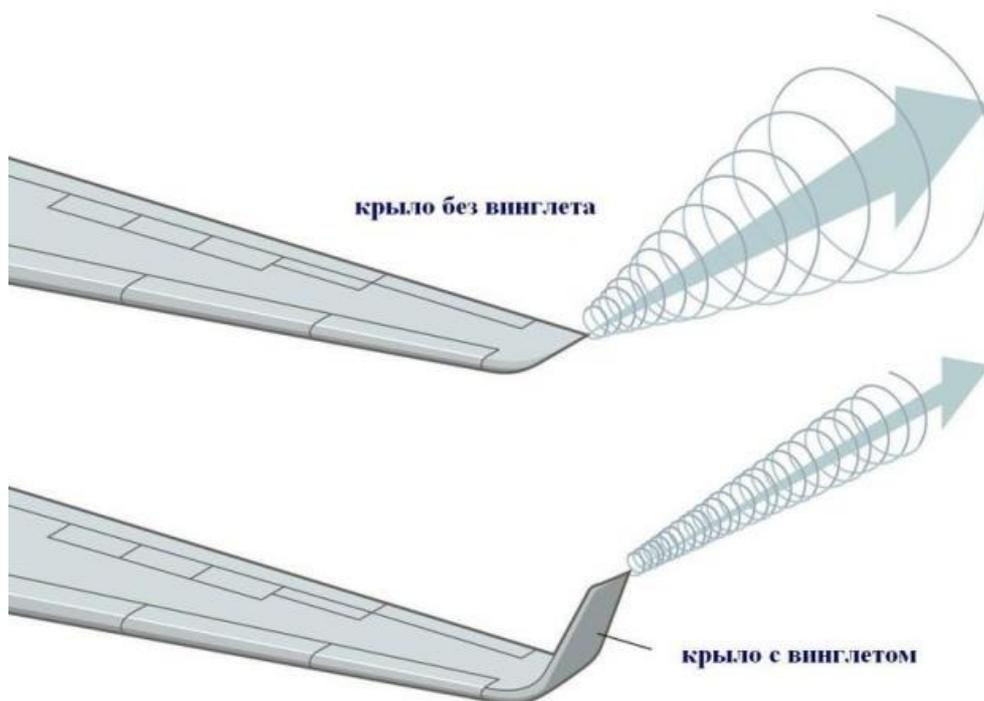
При этом создание гидротурбины, аналогичной ветряной [4], потребует подробных исследований в сравнении с классическими горизонтально-осевыми лопастными турбинами для уточнения простоты изготовления и обслуживания данных турбин.

### Винглеты

Законцовки крыла, или винглеты, это оконечная часть конструкции крыла, оперения или лопастей лопаток. Они представляют собой небольшие дополнительные элементы на концах плоскостей крыла самолёта в виде крылышек или плоских шайб, которые служат для увеличения эффективного размаха крыла, снижая индуктивное сопротивление, создаваемое срывающимся с конца крыла вихрем и, как следствие, увеличивая подъёмную силу на конце крыла.



**Рисунок 25** - Законцовки крыла в природе и в авиационной



**Рисунок 26** – Эффект снижения индуктивного сопротивления воздушного потока

В начале 1990-х гг. Луи Гратцер, главный специалист по аэродинамике компании Aviation Partners, придумал и запатентовал «blended winglet» — сопряжённое крылышко, которое плавно загибается вверх по дуге большого радиуса и имеет большое относительное удлинение. Первое же применение крылышек новой конструкции для модернизации делового самолёта Gulfstream II в 1991 г. позволило сократить расход топлива на 7 %. Столь масштабная экономия за счёт модернизации оказалась беспрецедентной в истории авиации, если не считать переделки всего самолёта или ремоторизации.

Винглеты являются обязательным требованием аэропорта Лондон-Сити к воздушным судам, поэтому когда в 2016 году ирландская авиакомпания CityJet первая в Европе закупила российские самолёты Superjet SSJ-100, она потребовала от компании «Гражданские самолёты Сухого» модернизировать эту новую модель и сделать горизонтальные винглеты [18].

Добавление винглета к лопатке ветряной турбины увеличивает выработку энергии без увеличения проектируемой площади крыла. Добавление

винглета к классической прямой лопатке ветряной турбины увеличивает выработку энергии от 2 до 20% [19].

Применение винглетов к классическим гидротурбинам требует дальнейшего тщательного исследования. С одной стороны, винглеты снижают индуктивное сопротивление, понижая давление на противоположную направлению потоку грань крыла [20]. С другой стороны, они снижают фронтальную потоку проекцию профиля лопатки турбины, снижая эффективную ометаемую поверхность лопатки и позволяя некоторой дополнительно массе воды проходить турбину без отдачи полезной энергии. В ветроэнергетике такой проблемы нет, так как поток ветра неограничен. В случае, если аналогия влияния винглетов в газо- и гидросфере подтвердится, их применение в гидротурбинах ГАЭС может привести к увеличению выработки энергии на турбине на 2 – 20% аналогично ветряным турбинам.

Преимущества винглетов состоят в:

- Простоте применения и минимальном удорожании конструкции;
- Использовании того же материала, что и основной лопатки;
- Отсутствии приводов, дополнительных завихрителей и навариваемых деталей;
- Достоверном увеличении КПД за счёт снижения индуктивного сопротивления крыла.

#### Разделительные рёбра

Для нейтрализации негативного влияния дополнительного вихревого течения устанавливают на лопастях разделительные ребра, препятствующие прохождению этого вихревого течения в зоны, подверженные кавитации.

На режимах эксплуатации гидротурбины, отличающихся от расчетного, кавитационный процесс интенсифицируется дополнительным вихревым течением в потоке, которое зарождается в районе входных кромок лопастей у ступицы. При повышенных напорах это вихревое течение возникает на тыльной поверхности лопастей и распространяется вдоль входной кромки лопастей к ободу, затем поворачивает и проходит вдоль него, приводя к дополни-

тельному понижению давления в зонах, подверженных кавитации. При работе на пониженных напорах дополнительное вихревое течение возникает на рабочей поверхности лопастей и, распространяясь от ступицы к ободу, осуществляет поворот и отрыв от рабочей поверхности этой лопасти с переходом на тыльную поверхность смежной лопасти и далее проходит по ней к выходной кромке [21].

Установка разделительных ребер на пути движения дополнительных вихревых течений, изменяя их траекторию движения, позволяет существенно уменьшить кавитационную эрозию, которой подвержены рабочие колеса при работе гидротурбин с большим сезонным отклонением напора от расчетного. Однако, как показали дополнительные экспериментальные исследования на кавитационном стенде, кроме известных зон развития кавитационной эрозии, при установке указанных разделительных ребер в виде сплошных дефлекторов возникают дополнительные зоны развития кавитационной эрозии на лопастях за задними концами этих ребер [21].

В гидротурбинах ГАЭС разделительные ребра могут значительно увеличить надёжность оборудования и снизить износ во время работы на режимах, отличающихся от расчётных. Происходит это за счёт более упорядоченной организации потока воды и снижения кавитационных зон.

Дополнительно увеличить надёжность гидротурбины можно путём выполнения разделительных ребер пустотелыми. Организация ввода воздуха через них в проточную часть за задней кромкой ребер позволяет устранить возникновение указанных дополнительных зон развития кавитационной эрозии и еще более снизить эрозию в известных зонах, характерных для режимов эксплуатации гидротурбин, значительно отклоняющихся от расчетных. Ребро выполняется и устанавливается, в основном, так же, как и ребра для отклонения траектории движения дополнительных вихревых течений, возникающих за входными кромками лопастей рабочего колеса. Однако для достижения эффекта эжекционной подачи воздуха пустотелое ребро, согласно изобретению, должно быть установлено несколько дальше от ступицы.

Плюсы разделительных рёбер:

- Увеличение КПД гидротурбин при работе на нерасчётных режимах – во время пуска/останова или работы на пониженной/повышенной мощности.
- Снижение износа оборудования за счёт снижения развития кавитационной эрозии лопаток.

Минусы разделительных рёбер:

- Увеличение массы и момента инерции вращающегося ротора.
- Усложнение производства и установки.
- Требуются дополнительные исследования по вопросу оптимальной геометрии и количества разделительных рёбер на лопатках.

### 5.3.2 Гидродинамические расчёты и симуляция работы турбины

Для снижения трудоёмкости и временных затрат, а также с целью повышения качества проектировочных работ при расчётной апробации технических решений с применением биомиметики был разработан метод автоматизированного профилирования элементов проточной части лопастных машин.

В целях определения КПД системы в зависимости от рассмотренных решений биомиметики в турбинах, проведена симуляция шести (6) моделей гидротурбин с применением пакета ANSYS CFX.

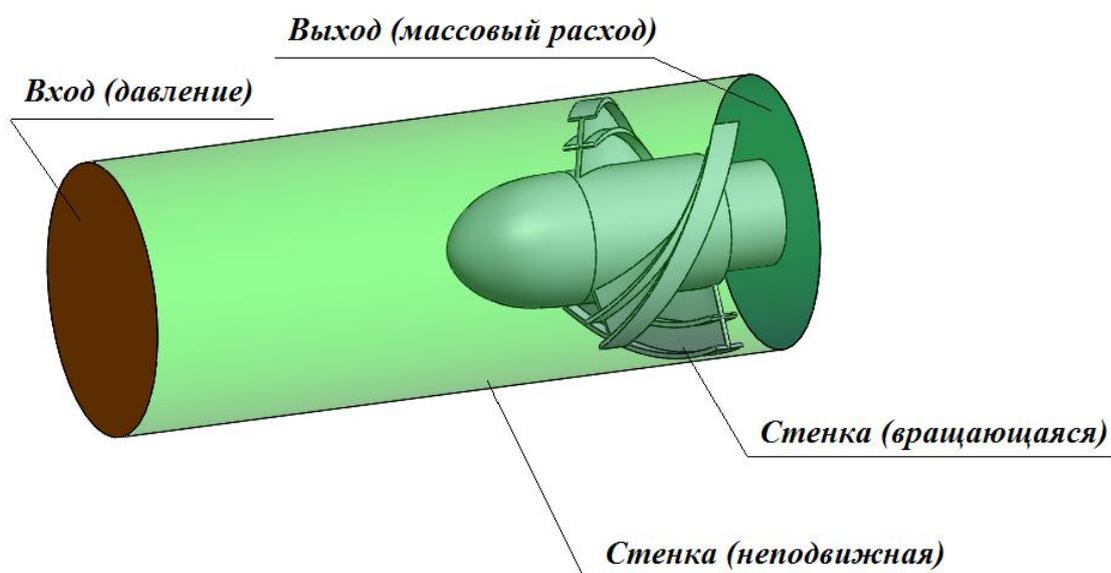


Рисунок 27 - Описание модели симуляции турбины в CFX

**Таблица 7 - Параметры модели**

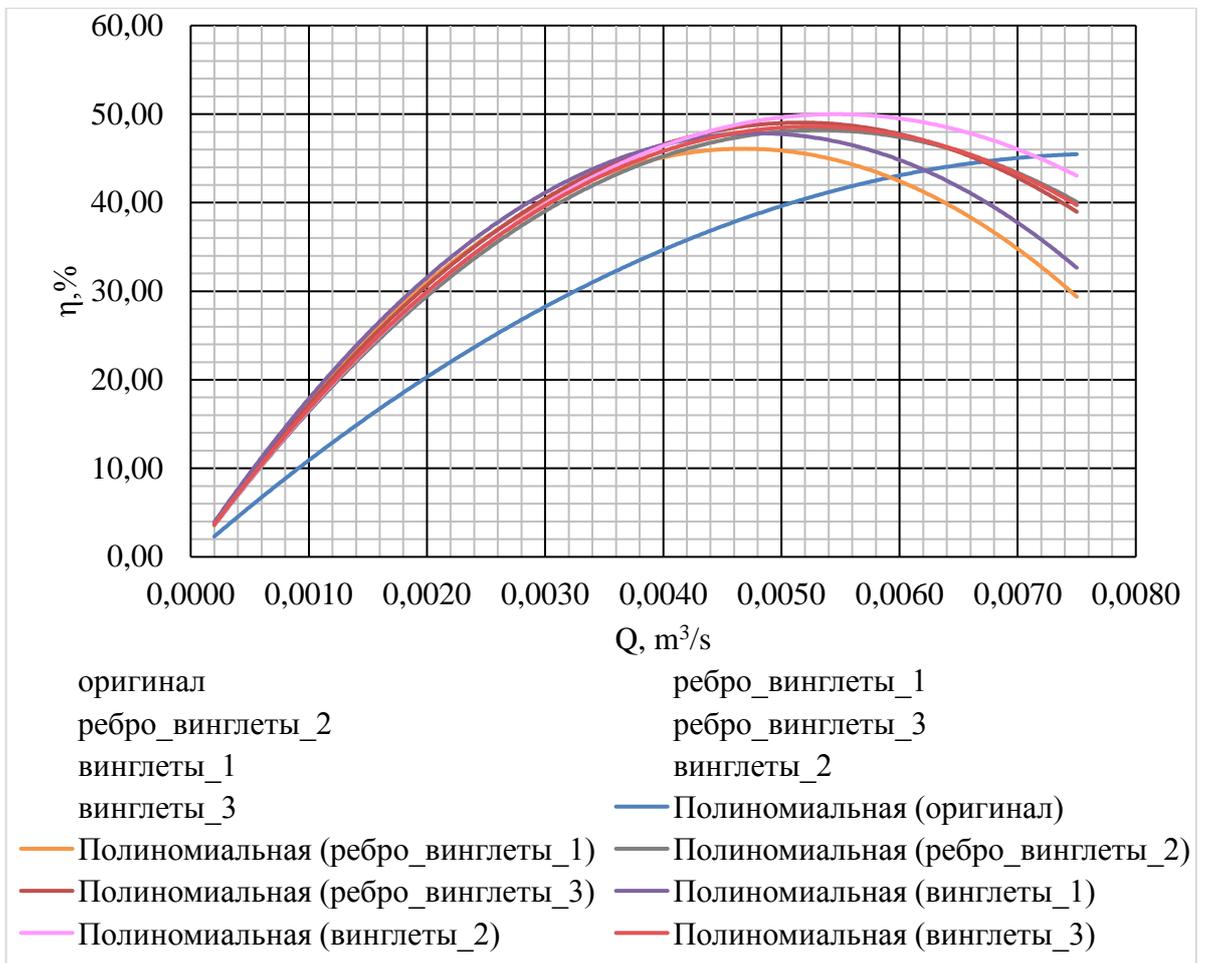
<b>Опорные величины</b>	<b>Вещества</b>	<b>Переменные</b>	<b>Константы</b>
Температура: 293 [К] Давление: 101000 [Па] Вектор гравитации {x;y;z}: {0;-9.81;0} [м/с <sup>2</sup> ] g-точка {x;y;z}: {0;2;0} [м] g-плотность: 1000 [кг/м <sup>3</sup> ]	Вода (жидкая) <b>Физические процессы</b> Теплоперенос через h <b>Движение</b> Модель Навье-Стокса <b>Турбулентность</b> k-ε <b>Начальные данные</b> Температура: 20 [К] Скорость: 0 [м/с] Давление: 0 [Па] Пульсации: 0.01 [-] Масштаб турбулентности: 0.01 [м]	$H = \frac{p_{out} - p_{in}}{\rho g}$ – напор; $p_{out}$ - осреднённое по поверхности с ГУ «Выход насоса» полное давление; $p_{in}$ - осреднённое по поверхности с ГУ «Вход насоса» полное давление; $\eta = \frac{\rho g \bar{Q} Q_{nom} H}{M \omega}$ - КПД; $M$ – момент х с поверхности с ГУ «Стенка колеса»	$F_1, F_2, F_3, F_4$ - площади поверхностей; $Q_{nom} = 12,5$ [м <sup>3</sup> /ч] - подача насоса; $\bar{Q} = (0,75 \dots 1,50)$ – расходный коэффициент (для каждого расчёта задавался отдельно); $\omega = 308,8$ [рад/с] – частота вращения; $\rho = 1000$ [кг/м <sup>3</sup> ] – плотность рабочей жидкости; $g = 9,81$ [м/с <sup>2</sup> ]

Основной режим работы гидравлической турбины – объёмный расход воды составляет  $Q = 0.005$  м<sup>3</sup>/с.

В результате проведённого расчёта режимов работы гидротурбин с рассмотренными решениями биомеметики были сделаны следующие данные:

- Начиная с расхода воды в 0.004 м<sup>3</sup>/с и до 0.0072 м<sup>3</sup>/с наибольший КПД демонстрирует вариант 2 – винглеты на выходе (обратной кромке) потока без рёбер. Именно данный вариант наиболее оптимален для ГАЭС со стандартным расходом воды в 0.005 +/- 0.001 м<sup>3</sup>/с.

- Наименьший КПД на исследуемых участках показывает вариант 4 с винглетами и рёбрами с обеих сторон. Причиной тому является наиболее высокий момент инерции лопаток.

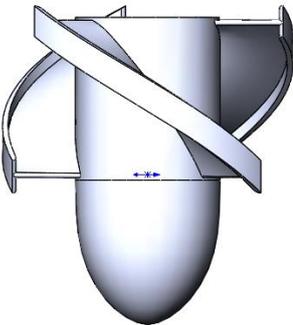
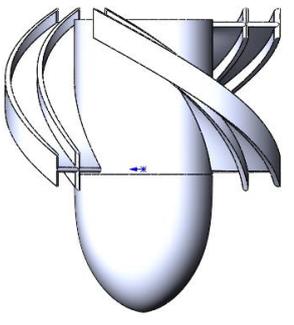
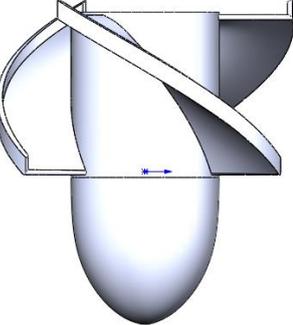
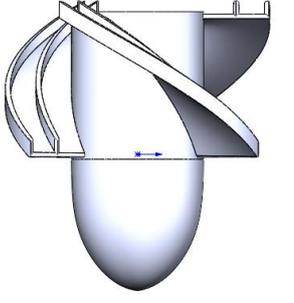
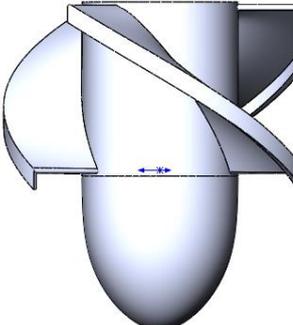
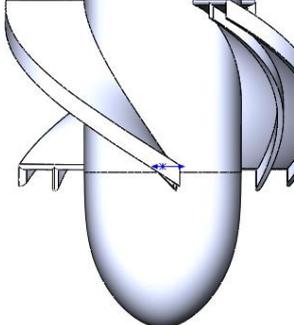


**Рисунок 28** - Параметризация и график зависимости КПД от подачи шести разных вариантов турбин

- Вариант 1 с винглетами с обеих сторон и без разделительных рёбер демонстрирует наилучший КПД на малых расходах (до 0.004 м³/с) и наихудший на больших (более 0.004 м³/с).

- Варианты 3, 5 и 6 показывают наиболее одинаковые и сравнительно высокие показатели КПД на протяжении исследуемого участка расходов. Тем не менее, они проигрывают варианту 2 как по КПД, так и по сложности изготовления.

**Таблица 8 - Виды и комбинации винглетов и разделительных рёбер**

Гидротурбина с винглетами	Гидротурбина с винглетами и разделительными рёбрами
<p>1. Винглеты <math>90^\circ</math> на входе и на выходе потока</p> 	<p>4. Винглеты <math>90^\circ</math> и рёбра <math>90^\circ</math> на входе и на выходе потока</p> 
<p>2. Винглеты <math>90^\circ</math> на выходе потока</p> 	<p>5. Винглеты <math>90^\circ</math> и рёбра <math>90^\circ</math> на выходе потока</p> 
<p>3. Винглеты <math>90^\circ</math> на входе потока</p> 	<p>6. Винглеты <math>90^\circ</math> и рёбра <math>90^\circ</math> на входе потока</p> 

#### Выводы:

- Создание гидротурбины, использующей эффект Магнуса, потребует полной переработки структуры турбины и подробных исследований в сравнении с классическими горизонтально-осевыми лопастными турбинами для уточнения простоты изготовления и обслуживания данных турбин.

- Расположение как винглетов, так и разделительных рёбер по обеим сторонам потока на одной лопатке приводит к ухудшению КПД. Для его увеличения указанные элементы целесообразно ставить либо перед набегающим потоком, либо после него;

- Расположение винглетов на лопатках за ходом потока жидкости приводит к повышению КПД.

- Дополнительное усложнение лопатки разделительными рёбрами и дополнительными винглетами показывает худший КПД, чем вариант с одними винглетами с обратной стороны потока.

- Для будущих исследований целесообразно рассмотреть винглеты с разными углами наклона.

## 6. Заключение

Выполнена систематизация накопленных расчётно-теоретических и методологических материалов, полученных для мини-ГАЭС.

Установлены расчётные параметры мини-ГАЭС для ЛЭС с традиционными и возобновляемыми источниками энергии. Показан эффект от использования мини-ГАЭС для регулирования графика нагрузки в локальной энергосистеме.

Рассмотрено применение наиболее перспективных с экономической точки зрения в условиях РФ схемных решений для модульных мини-ГАЭС и обоснованы наиболее оптимальные варианты.

Обозначены наиболее перспективные апробированные научно-технические решения, рекомендованные для повышения эффективности и рационального применения мини-ГАЭС на территории РФ в условиях настоящей ситуации.

Описано применение наиболее перспективных способов повышения эффективности гидроагрегатов с помощью технических решений с применением биомиметики. Наиболее рациональным из них является применение законцовок лопастей, также именуемых винглетами.

Заложены основы для методологии по созданию энергоэффективных мини-ГАЭС. Проект создания экспериментальной установки мини-ГАЭС башенного типа находится в стадии подготовки к строительству, постройка запланирована до конца 2021 года. Полученный прототип будет использоваться для отработки рабочих режимов и выявления наиболее оптимальных параметров.

## Список использованной литературы

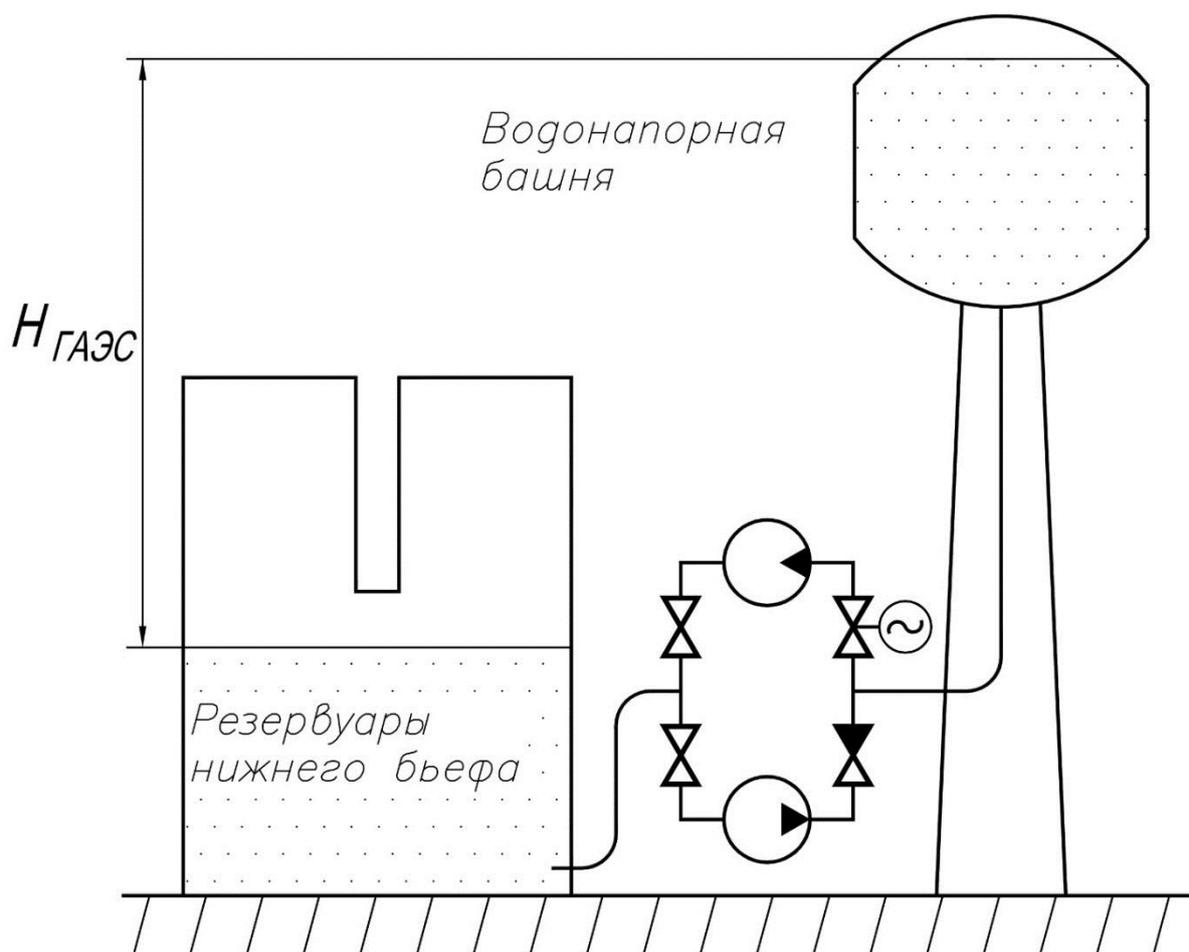
1. Мухаммадиев М. М., Уришев Б. У., Джураев К. С. Махмудов Ж. М. Гидроаккумулирующие электрические станции малой мощности С.: Вестник СГА-СУ №1 (22) стр. 21-26, 2016.
2. Синюгин В. Ю., Магрук В. И., Родионов В. Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике М.: ЭНАС, 2008.
3. Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, А. Г. Тер-Газарян Накопители энергии в электрических системах: Учебное пособие для электроэнергетических спец. Вузов М.: Высш. шк., 1989.
4. Charles J. The energetic implications of curtailing versus storing solar- and wind-generated electricity // Energy Environ. Sci., 2013, стр. 4-15.
5. Energy Base: Каталог электростанций России. Гидроаккумулирующие электростанции <https://energybase.ru/power-plant/pumped-storage>
6. Sterner M., Stadler I. «Накопители энергии. Спрос, технологии, интеграция» - Berlin Heidelberg, 2017 – стр. 639-644, 678-685, 694-706.
7. Возобновляемая энергетика – текущее состояние и перспективы развития в России и мире. / Отчёт Analytic Research Group. Февраль, 2014. – стр. 214.
8. Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, А. Г. Тер-Газарян: Накопители энергии в электрических системах: Учеб, пособие для электроэнергетических спец. Вузов. М.: Высш. шк., 1989
9. Шейнман Л.Б., Бабурин Б.Л., Глезин М.Д. и др. Гидроаккумулирующие электростанции М.: Энергия, 1978
10. Д. С. Щавелев. Гидроаккумулирующие установки: гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции. Л.: Энергоиздат, 1981
11. United States Department of Energy Global Energy Storage Database, GESDB, 2018 Report <https://www.sandia.gov/ess-ssl/doe-global-energy-storage-database/>
12. Некрасов С.А., Матюнина Ю.В., Цырук С.А. Оптимизация электроснабжения с целью выравнивания графика нагрузки и снижения энергозатрат. – Промышленная энергетика, 2015, №5

13. Guilhermede Oliveira de Silva, Patrick Hendrick Pumped hydro energy storage in buildings. Applied Energy Vol.179, Université Libre de Bruxelles, 2016
14. Dr. Nicolas Crettenand «Интеграция мини и малой гидроэнергетики в Швейцарии: определяя организационную структуру» - ÉPFd Lausanne, 2012 – стр. 61-68.
15. Plug-in Vehicles—the ultimate distributed utility? Presentation to the Distributed Energy –Ready, Willing & Able? Half-day Symposium 2007
16. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности - М.: изд. Недра, 1989
17. Геллер С. В. Вертикально-осевая ветротурбина (VAWT) <https://ecotechnica.com.ua/stati/3039-innovatsionnaya-vertikalno-osevaya-turbina-ne-tolko-vetrogenerator.html>
18. АО «Гражданские самолёты Сухого, Ежеквартальный отчёт за 1 квартал 2016, [http://ir.superjet100.com/assets/files/library/information\\_disclosure/quarterly\\_reports/2016/1Q2016\\_completed.pdf](http://ir.superjet100.com/assets/files/library/information_disclosure/quarterly_reports/2016/1Q2016_completed.pdf)
19. CFD Analysis of Wind Turbine Blade With Winglets - Ryoichi S. Amano, University of Wisconsin – Milwaukee, Conference: ASME 2012 – August 2012
20. Авиация, понятная всем: Законцовки крыла, винглеты и прочие штучки в борьбе с индуктивным сопротивлением 2012 <http://avia-simply.ru/zakoncovki-krila-winglets/>
21. Сотников А.А. Пылев И.М. и др. Рабочее колесо радиально-осевой гидротурбины. Открытое акционерное общество «Силовые машины - ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт» 2008
22. Волков А.В., Парыгин А.Г., Вихлянцев А.А., Дружинин А.А. К вопросу об оптимизации проточной части рабочих колёс центробежных насосов // Надёжность и безопасность энергетики. 2018. Т.11, №4, стр. 311–318.
23. Воропай Н.И. Распределённая генерация в электроэнергетических системах. URL:<http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleennaya-generaciya-v-электроenergeticheskikh-sistemah> (дата обращения: 05.10.2018).

24. Институт Гипронисельхоз Минсельхоза СССР и ЦНИИЭП инженерного оборудования Госгражданстроя: Типовой проект 901-5-29 Унифицированные водонапорные стальные башни. М.: Минсельхоз СССР, 1972
25. Иванов В.М., Иванова Т.Ю., Жданов Е.П., Клейн Г.О., Юренков В.Н. Методика расчёта проточной части осевой гидротурбины новой оригинальной конструкции // Ползуновский вестник. №4 2009 стр. 253-258.
26. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, ред. О.Я. Стояновская, В.Н. Прусакова ГОСТ-Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. М.: Стандартиформ, 2013
27. Динмухаметов А. М., Бутяков Н. А., Галиакбаров А. Т. Энергоэффективная эксплуатация градирен в зимний период // Молодой ученый. – 2015. – №16. – с. 155-157. URL <https://moluch.ru/archive/96/21558>
28. Акимов С.В., Шотер П.И. Определение среднестатистических КПД многоступенчатых центробежных насосов // Сборник научных трудов X МНТК «Гидравлические машины, гидропневмоприводы, гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития» – Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического университета – 2018. – С.55-65. DOI:10.18720/SPBPU/2/id17-42. ISBN: 978-5-7422-6220-6.

## Приложения

### Приложение 1. Принципиальная схема ГАЭС башенного типа



$$N = Q \cdot \rho \cdot H \cdot g \cdot \eta$$

$N$ , Вт – электрическая мощность

$Q$ , м<sup>3</sup>/с – расход воды

$\rho$ , кг/м<sup>3</sup> – плотность воды

$H$ , м – напор воды

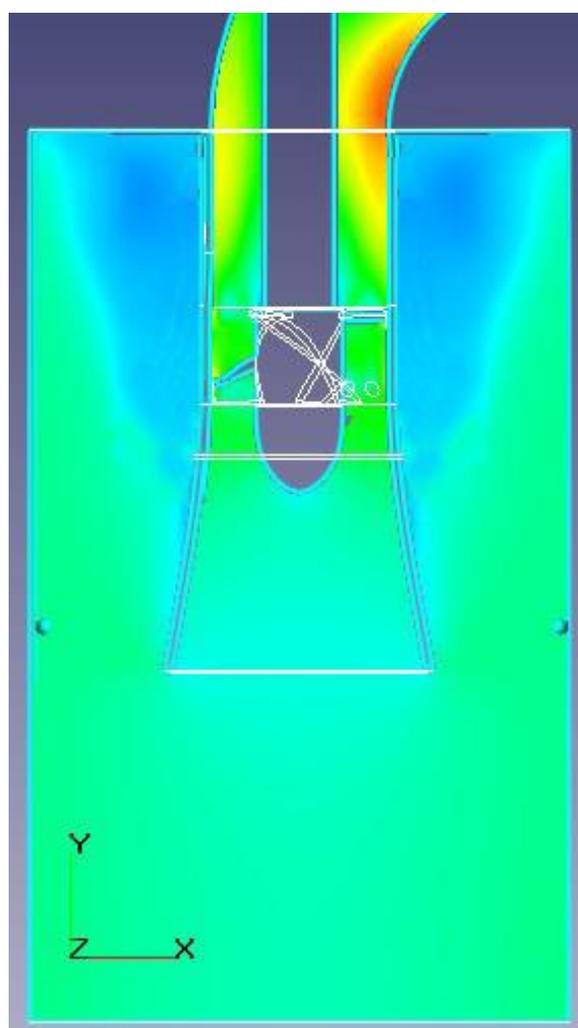
$g$ , м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения

$\eta$ , % – КПД

**Приложение 2. Трёхмерная эскизная модель микро-ГАЭС  
ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость», 2020**



**Приложение 3. Распределение давлений осевого гидронасоса в Ansys  
CFX (8 кг/с, 0.8 м/с, Pmax = 1.25 бар)**



## Приложение 4.

### Упрощённый расчёт мини-ГАЭС при НЦ Износостойкость

#### 1. Баки

Для верхнего бака целесообразно использовать конструкционные особенности зарекомендовавших себя многолетней практикой водонапорные башни системы Рожновского.

Унифицированные стальные водонапорные башни системы Рожновского изготавливаются по ТП 901-5-29 с емкостью баков 10, 15, 20, 25, 50, 160 м<sup>3</sup> и цилиндрическими опорами высотой 10, 12, 15, 18, 25 м заполняемыми дополнительными запасами воды. Баки различной емкости имеют один унифицированный диаметр — 3020 мм, где 4-5 мм - толщина стальных стенок.

Внутренний диаметр  $d_{\text{вн}} = 3 \text{ м}$

Внутренняя высота  $H_1 = 4.3 \text{ м}$   
или  $H_2 = 3.6 \text{ м}$

Тогда объём бака  $V_1 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_1}{4} = \frac{\pi \cdot 3^2 \cdot 4.3}{4} = 30.39 \text{ м}^3$

Или объём бака  $V_2 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_2}{4} = \frac{\pi \cdot 3^2 \cdot 3.6}{4} = 25.45 \text{ м}^3$

Материал : листовая сталь ВСтЗпс2 по ГОСТ 380—71  
или ВСтЗпсб-1 по ТУ 14-1-3023-80

Наружное антикоррозионное покрытие: Эмаль ПФ-115 в 2 слоя по грунту ГФ-021

Теплоизоляция:

На внутренних поверхностях стенок бака и опоры образуется естественная ледяная теплоизоляция толщиной до 240-300 мм, обладающая малой теплопроводностью.

В типовом альбоме теплоизоляция разработана для климатической зоны с расчетной температурой воздуха в наиболее холодную пятидневку -15°C с режимом работы башни два водообмена в сутки. Температура поступающей в башню воды не менее +0,5°C. Стенки башни утепляются на месте монтажа минераловатными мягкими плитами марки «ПМ» 100x100 см на синтетическом связующем по ГОСТ 9573-82 ( $\gamma=100 \text{ кг/м}^3$ ;  $R=0,04 \text{ ккал/м}^2 \text{ град}$ ). К утепляемой поверхности башни привариваются пояса из секторов листовой стали 50x4 мм через каждый метр наружной поверхности. Горизонтальные пояса скрепляются вертикальными полосами из той же стали. Образовавшийся стальной каркас заполняется минераловатными плитами. Снаружи утепляемая часть башни покрывается волнистой оцинкованной листовой сталью толщиной 1 мм.

Материал внешнего укрепления - нержавеющая сталь СТЗСП5 или 09Г2С ГОСТ 14637-89.

## 2. Гидроагрегаты

Возможны два основных варианта исполнения трубопроводной системы.

### А) Два отдельных трубопровода

Отдельный трубопровод для насоса, отдельный - для турбины.

#### Плюсы:

- Возможность одновременного включения обоих агрегатов для рециркуляции воды;
- Меньший износ трубопроводов;
- Меньше поворотов в трубе - меньшее гидравлическое сопротивление;

#### Минусы:

- Капитальные затраты на сами трубопроводы;
- Дополнительные отверстия в баках;
- Большая материалоемкость, как по металлу так и по теплоизоляции труб;

### Б) Один трубопровод

К каждому баку лишь один вход. Один трубопровод, разветвляющийся на 2 для насоса и турбины, соединяющийся после них обратно в один трубопровод.

#### Плюсы:

- Капитальные затраты меньше;
- Меньше материалоемкость как металла, так и теплоизоляции;
- Меньше отверстий в баках, 1, а не 2 - меньше обработки баков;

#### Минусы:

- Больше поворотов - большее гидравлическое сопротивление;
- Постоянное использование 1 трубопровода - больший износ;
- Нет возможности одновременного включения насоса и турбины для рециркуляции воды;

Посчитаем мощность, развиваемую потоком воды в трубопроводе.

Время полуцикла (работы турбины)  $T = 3600$  секунд или 1 час.

Плотность воды при  $t = 1$  °C составляет  $\rho = 999.9 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

Массовый расход воды:  $G_2 = \frac{V_2 \cdot \rho}{T} = \frac{25.45 \cdot 999.9}{3600} = 7.07 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

Скорость потока воды в трубе  $\omega = 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

Тогда внутренний диаметр трубы

$$\text{для } 25 \text{ м}^3 \quad d_{\text{твн1}} = \sqrt{\frac{4G_2}{\omega \cdot \rho \cdot \pi}} = 0.095 \text{ м или } 95 \text{ мм.}$$

Перепад высот между уровнями воды в баках составляет  $H = 17$  м

Для такого перепада давление воды (без учёта гидравлич.сопр-я)  $\Delta P = 147.09$  кПа

Мощность при баке  $25 \text{ м}^3$ :  $N_2 = G_2 \cdot \Delta P = 7.1 \cdot 147.1 = 1039.9$  Вт

Тогда количество энергии, теоретически запасённой в ГАЭС:

Для  $25 \text{ м}^3$   $W = 1.04$  кВт · ч