





Реферат

Том 3 359 с., 245 рис., 124 источника, 2 прил.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ГИДРОРЕСУРСЫ, ГИДРОЛОГИЯ, КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, МОНИТОРИНГ РЕК сИБИРИ, МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА, СВОБОДНОПОТОЧНАЯ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, МИНИГЭС, МИКРОГЭС, ТУРБИНЫ, СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ОРТОГОНАЛЬНАЯ ТУРБИНА, МАЛЫЕ ГИДРОСТАНЦИИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, инноватика

Объект исследования — гидроэнергетический потенциал рек Красноярского края, возможность использования малых рек Сибири для электроснабжения населенных пунктов края, малые и микроГЭС, ее компоненты: ортогональная турбина, генератор, система управления его режимами, локальные системы электроснабжения, техническая возможность и экономическая эффективность использования энергоресурсов малых рек края в качестве возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Цель работы — Выявление перспектив использования в качестве ВИЭ малых и микроГЭС различного типа в административных единицах края. Разработка конкретных предложений по созданию малой гидроэнергетики на наиболее перспективных реках Красноярского края и анализ эффективности предлагаемых технических решений.

В процессе работы выполнены маркетинговые исследования, мониторинг режима малых рек Красноярского края, анализ энергетического потенциала малых рек в большинстве перспективных в этом отношении районах Красноярского края. Созданы модели и методики эффективного применения различных вариантов микроГЭС, определена необходимость разработки новых моделей для исследования работы микроГЭС и ее компонентов. Проведены патентные исследования для определения технического уровня в области микрогидроэнергетики с анализом тенденций развития возобновляемых источников электроснабжения. Цель исследований – создание предпосылок к развитию в России и, в частности, в Красноярском крае рынка малых и микроГЭС, как эффективного решения по энергоснабжению территорий, удаленных от линий электропередач, имеющих дефицит электроэнергии.

В результате исследований созданы карты гидроэнергетического потенциала малых рек Красноярского края, выявлены их основные характеристики, закономерности водотоков, климатические факторы, способствующие и препятствующие развитию здесь малой гидроэнергетики. Выявлен мировой и отечественный рынок производителей мини- и микроГЭС, его характеристики, основные закономерности и тенденции развития.

В разработанных моделях и методике эффективного применения различных вариантов микроГЭС определены области применения микроГЭС в зависимости от возможностей водного потока и мощности потребителя. Приведена методика расчета необходимой мощности микроГЭС для различных населенных пунктов, исходя из среднестатистической нормы потребления электроэнергии. Учитывая ограниченную мощность источника, приняты ориентировочные значения коэффициентов возможного превышения мощности источника.

Полученные результаты явятся основой выполнения следующих этапов проекта, нацеленных на создание предпосылок для развития малой гидроэнергетики, как эффективного инструмента решения социально-экономических проблем удаленных территорий.

Содержание

[Нормативные ссылки 11](#_Toc355774662)

[Введение 12](#_Toc355774663)

[1 ОЦЕНКА РЕСУРСОВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ 14](#_Toc355774664)

[1.1 Характеристики водных источников малой энергетики на территории Красноярского края 14](#_Toc355774665)

[1.1.1 Климатические условия и их характеристики 14](#_Toc355774666)

[1.1.2 Гидрологические характеристики водных источников 24](#_Toc355774667)

[1.1.3 Энергетические показатели водных источников 26](#_Toc355774668)

[1.1.4 Динамика изменения гидрологических и энергетических показателей водных потоков 27](#_Toc355774669)

[1.2 Анализ проблем эксплуатации малых энергоустановок в зимний период 30](#_Toc355774670)

[1.3 Мониторинг режима малых рек Красноярского края 30](#_Toc355774671)

[1.3.1 Общая характеристика гидроресурсов Красноярского края 31](#_Toc355774672)

[1.3.2 Факторы, определяющие возможность установки свободнопоточной погружной микроГЭС на выбранной реке 37](#_Toc355774673)

[1.3.3 Результаты измерений 40](#_Toc355774674)

[1.3.4 Результаты анализа энергетического потенциала районов края 45](#_Toc355774675)

[Выводы по разделу 89](#_Toc355774676)

[2 ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ 90](#_Toc355774677)

[2.1 История и классификация мини- и микроГЭС 90](#_Toc355774678)

[2.1.1 История и тенденции развития гидроэнергетики в России 90](#_Toc355774679)

[2.1.2 Основные схемы использования водной энергии 91](#_Toc355774680)

[2.1.3 Малые реки 100](#_Toc355774681)

[2. 2 Оценка мирового рынка возобновляемой гидроэнергетики 101](#_Toc355774682)

[2.3 Характеристика средств малой гидроэнергетики 105](#_Toc355774683)

[2.3.1 Характеристика малых и микроГЭС 105](#_Toc355774684)

[2.3.2 Сравнительные характеристики генераторов для малой гидроэнергетики 129](#_Toc355774685)

[2.4 Анализ основных потребителей малой гидроэнергетики в России и Красноярском крае 139](#_Toc355774686)

[2.5Анализ электроснабжения от малых ГЭС 153](#_Toc355774687)

[2.5.1 Некоторые особенности большой гидроэнергетики 153](#_Toc355774688)

[2.5.2 Малые ГЭС в децентрализованном электроснабжении 154](#_Toc355774689)

[2.5.3 Системы управления режимами работы генератора автономных источников 156](#_Toc355774690)

[2.5.4 Параллельная работа МГЭС с энергосистемой 167](#_Toc355774691)

[2.5.5 Параллельная работа МГЭС дизельными электростанциями 167](#_Toc355774692)

[2.5.6 Параллельная работа МГЭС с другими генераторами на базе ВИЭ 169](#_Toc355774693)

[2.6. Экологические, нормативно-правовые, социально-экономические аспекты развития малой гидроэнергетики 170](#_Toc355774694)

[2.6.1 Экономические преимущества 170](#_Toc355774695)

[2.6.2 Экологические преимущества 171](#_Toc355774696)

[2.6.3 Социальные преимущества 172](#_Toc355774697)

[2.6.4 Безопасность 173](#_Toc355774698)

[2.6.5 Факторы, тормозящие развитие малой гидроэнергетики 174](#_Toc355774699)

[2.6.6 Необходимые мероприятия 175](#_Toc355774700)

[2.6.7 Условия строительства малых ГЭС 176](#_Toc355774701)

[2.6.8 Перспективы строительства 177](#_Toc355774702)

[Заключение 179](#_Toc355774703)

[3. АНАЛИЗ ГИДРОЭНЕРГОУСТАНОВОК СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ 181](#_Toc355774704)

[3.1 Алгоритм анализа МГЭС современных производителей 181](#_Toc355774705)

[3.2 Продукция компании *Toshiba* 182](#_Toc355774706)

[3.3 Продукция компании Smart Hydro Power 185](#_Toc355774707)

[3.4 Продукция компании Cismac Electronique 187](#_Toc355774708)

[3.5 Продукция компании *Cink Hydro Energy* 189](#_Toc355774709)

[3.5.1 Система Ossberger 189](#_Toc355774710)

[3.5.2 Системы управления малых гидроэлектростанций 193](#_Toc355774711)

[3.6 Продукция компании Fuchun Industry 197](#_Toc355774712)

[3.7 Продукция компании Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd. 200](#_Toc355774713)

[3.8 Продукция компании Hydro Induction Power 202](#_Toc355774714)

[3.9 Продукция компании GCK Technology Inc 205](#_Toc355774715)

[3.10 Продукция компании Micro Hydro Systems 206](#_Toc355774716)

[3.11 Продукция компании PowerPal 210](#_Toc355774717)

[3.12 Продукция компании Aurora Power & Design 215](#_Toc355774718)

[3.13 Продукция компании Fire Mountain Solar 218](#_Toc355774719)

[3.14 Продукция компании Derwent Hydro 219](#_Toc355774720)

[3.15 Продукция компании Hydro Electric Barrel 219](#_Toc355774721)

[3.16 Представители компаний в России и СНГ 221](#_Toc355774722)

[3.16.1 Продукция компании МНТО ИНСЭТ 221](#_Toc355774723)

[3.17 Строительно-монтажные работы при сооружении малых ГЭС 225](#_Toc355774724)

[3.17.1 Выбор места установки низконапорной микроГЭС 226](#_Toc355774725)

[3.17.2 Выбор места установки свободнопоточной микроГЭС 230](#_Toc355774726)

[3.17.3 Стоимость строительно-монтажных работ по установке микроГЭС 233](#_Toc355774727)

[3.18 Возможности организации производства ВИЭ на промышленных предприятиях Красноярского края 235](#_Toc355774728)

[Заключение к разделу 236](#_Toc355774729)

[4 МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ГЭУ 238](#_Toc355774730)

[4.1 Разработка вариантов состава мини- и микроГЭС 238](#_Toc355774731)

[4.1.1 Разработка состава оборудования для миниГЭС мощностью более 100 кВт 238](#_Toc355774732)

[Рисунок 4.3 – МиниГЭС «ИНСЭТ» мощностью 500 кВт. 239](#_Toc355774733)

[4.1.2 Разработка состава оборудования для микроГЭС мощностью до 100 кВт 240](#_Toc355774734)

[4.1.3 Разработка состава оборудования для микроГЭС мощностью до 50 кВт 240](#_Toc355774735)

[4.1.4 Разработка состава оборудования для свободнопоточных микроГЭС 241](#_Toc355774736)

[4.2. Оценка экономической эффективности различных типов малых ГЭС 241](#_Toc355774737)

[4.2.1 Оценка капитальных вложений в деривационную ГЭС 243](#_Toc355774738)

[4.3 Модель и методика эффективного применения вариантов малых ГЭС 245](#_Toc355774739)

[4.3.1 Критерии эффективного применения микроГЭС 245](#_Toc355774740)

[4.3.2 Модель и методика эффективного применения деривационной ГЭС 250](#_Toc355774741)

[4.3.3 Модель и методика эффективного применения плотинной ГЭС 256](#_Toc355774742)

[4.3.4 Модель и методика эффективного применения единичных свободнопоточных и каскадных ГЭС 257](#_Toc355774743)

[4.4. Оценка экономической эффективности рекомендуемого состава ГЭС 270](#_Toc355774744)

[4.4.1 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью свыше 100 кВт 270](#_Toc355774745)

[4.4.2 Определение технико-экономических показателей МГЭС мощностью свыше 100 кВт 273](#_Toc355774746)

[4.4.3 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью до 100 кВт 276](#_Toc355774747)

[4.4.4 Определение технико-экономических показателей МГЭС мощностью до 100 кВт 278](#_Toc355774748)

[4.4.5 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью до 50 кВт 281](#_Toc355774749)

[4.4.6 Определение технико-экономических показателей МкГЭС мощностью до50 кВт 283](#_Toc355774750)

[Выводы по разделу. 286](#_Toc355774751)

[РАЗДЕЛ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ В РАЗРЕРЕ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КРАСНОЯСРКОГО КРАЯ 287](#_Toc355774752)

[5.1 Алгоритм проведения технико-экономической оценки 287](#_Toc355774753)

[5.2 Балахтинский район 287](#_Toc355774754)

[5.2.1 Пос. Огур 288](#_Toc355774755)

[5.3 Дзержинский район 291](#_Toc355774756)

[5.3.1 Село Колон, река Абан 291](#_Toc355774757)

[5.4 Абанский район 295](#_Toc355774758)

[5.4.1 Село Малкас, река Абан 295](#_Toc355774759)

[5.5 Абанский район 299](#_Toc355774760)

[5.5.1 Село Восток, река Абан 299](#_Toc355774761)

[5.6 Ермаковский район 303](#_Toc355774762)

[5.6.1 Пос. Арадан 303](#_Toc355774763)

[5.7. Курагинский район 306](#_Toc355774764)

[5.7.1 Пос. Усть-Шушь 306](#_Toc355774765)

[5.7.2 Пос. Усть-Шушь. Вариант установки деривационной (рукавной) микроГЭС 309](#_Toc355774766)

[5.7.3 Село Казыр (река Казыр) 313](#_Toc355774767)

[5.7.4 Села Жаровск, Гуляевка (река Казыр) 315](#_Toc355774768)

[5.8. Мотыгинский район 318](#_Toc355774769)

[5.8.1 Пос. Никольск. Река Тасеева 318](#_Toc355774770)

[5.8.2 Пос. Кандаки, р. Тасеева 322](#_Toc355774771)

[5.9 Идринский район 325](#_Toc355774772)

[5.9.1. Село Отрок. Река Сыда 325](#_Toc355774773)

[5.10 Ирбейский район 328](#_Toc355774774)

[5.10.1. Село Агул. Река Агул 328](#_Toc355774775)

[5.11 Енисейский район 331](#_Toc355774776)

[5.11.1 Село Маковское. Река Кеть. 331](#_Toc355774777)

[Выводы по разделу 334](#_Toc355774778)

[РАЗДЕЛ 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУЮ ПИЛОТНЫХ МГЭС 335](#_Toc355774779)

[6.1 Введение 335](#_Toc355774780)

[6.2 Строительство пилотной МГЭС для электроснабжения пос. Огур 335](#_Toc355774781)

[6.2.1 Обоснование необходимости строительства МГЭС в пос. Огур 335](#_Toc355774782)

[6.2.2 Конструктивное исполнение микроГЭС фирмы «ИНСЕТ» 338](#_Toc355774783)

[6.2.3. Структурная схема МГЭС 339](#_Toc355774784)

[6.2.4 Режимы работы МГЭС 340](#_Toc355774785)

[6.2.5 Проведение исследований. Инновационная деятельность 341](#_Toc355774786)

[6.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования 341](#_Toc355774787)

[6.2.7 Логистика 342](#_Toc355774788)

[6.2.8 Технико-экономические показатели проекта 343](#_Toc355774789)

[6.2.9 Проектные работы, лицензирование, сертификация 343](#_Toc355774790)

[6.2.10 Обслуживание МГЭС 343](#_Toc355774791)

[6.2.11 Взаимодействие с бизнес-структурами и другими предприятиями 344](#_Toc355774792)

[6.2.12 Экология 344](#_Toc355774793)

[6.3 Строительство МкГЭС для электроснабжения пос. Казыр, Жаровск, Гуляевка 345](#_Toc355774794)

[6.3.1 Обоснование необходимости строительства МкГЭС в пос. Жаровск и Гуляевка 345](#_Toc355774795)

[6.3.2 Затраты на реализацию проекта, план финансирования 347](#_Toc355774796)

[6.3.3 Технико-экономические показатели проекта 348](#_Toc355774797)

[6.3.4 Обоснование необходимости установки микроГЭС в г. Красноярске на о. Татышев 349](#_Toc355774798)

[Выводы к третьему тому 350](#_Toc355774799)

[Список литературы 352](#_Toc355774800)

# Нормативные ссылки

В настоящем отчете о НИР использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 7.32-2001. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

ГОСТ 17.1.1.02-77 Охрана природы. Гидросфера. Классификация водных объектов. – М .: Госстандарт, 1977, 34 с

СНиП 2.01.14-83 «Определение расчетных гидрологических характеристик». – М.: Государственный комитет по делам строительства, 1985

СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»; СН 353-66 «Указания по проектированию населённых мест, предприятий, зданий и сооружений в Северной строительно-климатической зоне» М .: Государственный комитет по делам строительства, 1999, 67 с

ГОСТ Р 51238-98 Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения. – М.: Госстандарт, 1998, 11 с.

ГОСТ 6697-83. Системы электроснабжения, источники, преобразователи и приемники электрической энергии переменного тока. Номинальные частоты от 0,1 до 10000 Гц и допускаемые отклонения.

ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 21128-83. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В.

ГОСТ 24297-87. Входной контроль продукции. Основные положения

ГОСТ Р ИСО 9000-2001. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь. — М.: Госстандарт России, 2001. — 26 с.

ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Системы менеджмента качества. Требования. — М.: Госстандарт России, 2001. — 21 с.

ГОСТ Р МЭК 60204.1-99. Безопасность машин. Электрооборудование машин и механизмов. Ч.1. Общие требования

ПР 50.2.006-02. Порядок проведения поверки средств измерений: Правила по метрологии. — М. : Госстандарт России, 1994.

СНиП 2.06.01-86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. — М.: Госстандарт России, 2001. — 21 с.

# Введение

Проблема дефицита электроэнергии в мировом сообществе все более обостряется, несмотря на значительные усилия и затраты на развитие ресурсосберегающих технологий. В большинстве регионов России существуют территории, использующие острый дефицит электроэнергии и не только для обеспечения трудовой занятости населения, но даже и для электроснабжения населенных пунктов, особенно малых и удаленных от линий электропередач. Так, количество жилых мест, не имеющих постоянного освещения по Красноярскому краю составляет до 18% и свыше 20% в районе Нижнего Приангарья и в среднем течении р. Енисей. Эта статистика – следствие удаленности территорий, при котором энергоснабжение было прекращено, из-за его нерентабельности эксплуатации существующих линий электропередач и неэффективности строительства новых, вследствие больших потерь при передаче электроэнергии на такие расстояния. Аналогичная картина складывается для всего региона Сибири и Дальнего Востока. Острота проблемы в последнее время только увеличилась с выходом из строя на длительный срок Саяно-Шушенской ГЭС.

В то же время в связи с интенсивным освоением природных ресурсов, удаленностью населенных пунктов от централизованных источников электроснабжения в Сибирском регионе сложился большой дефицит энергетических мощностей, удовлетворить который средствами большой энергетики экономически и технически нецелесообразно.

По оценкам специалистов, общая емкость российского рынка малой гидроэнергетики – около 60 млрд кВт/ч, а объем освоенного рынка – до 0,3 млрд кВт/ч (до 0,5%). В то же время дефицит мощностей в районах Сибири и Дальнего Востока составляет несколько тысяч Мегаватт.

На быстрых реках Сибири, Алтая, Дальнего Востока, Северного Кавказа эффективным было бы применение погружных или наплавных свободнопоточные микроГЭС, не требующих затопления земель, создания плотин и отрицательно воздействующих на экологическую обстановку. Однако их широкое применение сдерживается отсутствием низкоскоростных герметичных генераторов и недостаточной развитостью теории взаимодействия турбины со свободным потоком.

Для этих целей возможно применение низконапорных (плотинных), деривационных, свободнопоточных микроГЭС. При создании плотинных мини- и микроГЭС необходимо выполнение большого объема земляных работ по возведению плотины, что существенно повышает их стоимость. В этом случае серийно выпускаются только энергоблоки. Для деривационных микроГЭС требуются работы по изменению русла реки или созданию деривационного рукава (канала), что влечет объем земляных работ, меньший, чем в предыдущем варианте, но существенное возрастает стоимость объекта за счет создания деривационного рукава, который в большинстве расчетов стоимости не фигурирует. Для этого типа мини- и микроГЭС серийно могут производиться только энергоблоки. Все остальные работы по монтажу и созданию напора воды проектируются и выполняются индивидуально, что значительно увеличивает стоимость микроГЭС и сроки реализации проекта.

Разработанные в Сибирском федеральном университете свободнопоточные микроГЭС позволяют достаточно экономично решать проблему электроснабжения маломощных потребителей электроэнергии, в особенности удаленных от линий электропередач, с помощью микроГЭС малой мощности при наличии большого количества рек с необходимым запасом гидроресурсов.

Коллектив, занимающийся этим, в течение примерно 10 лет разработал низкоскоростной герметичный торцевой синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов оригинальной конструкции, эффективную ортогональную турбину, позволило создать погружную или наплавную свободнопоточные микроГЭС, эффективно работающие при скоростях потока от 1,5 м/с.

По предварительным оценкам стоимость 1 кВт·час, энергии выработанной такой микроГЭС в 3–15 раз меньше, чем у дизельной электростанции и в 1,5 – 2 раза меньше, чем у низконапорной микроГЭС.

В то же время в горных районах Сибирского и Дальневосточного регионов (Горный Алтай, Предгорья Саян в Красноярском крае и Хакасии, Тува, хребет Сихотэ-Алинь на Дальнем Востоке и т. д.) имеется большое количество крутосклонных рек небольшой глубины, но с большими скоростями. В таких условиях свободнопоточные микроГЭС являются малоэффективными, а порой и нереализуемыми. В этом случае единственным эффективным средством получения электроэнергии от водного потока с минимальным ущербом для окружающей среды являются рукавные микроГЭС, требующие порой минимального объема земляных работ и обеспечивающие высокую эффективность снятия энергии.

При большом избыточном расходе воды возможна установка в рукаве большого диаметра каскада микроГЭС с включением генераторов на параллельную работу. Это качественно новое направление в получении возобновляемой энергии от крутосклонных рек может оказаться наиболее эффективным.

Независимо от типа и мощности микроГЭС ее конструкция принципиально не меняется. Ее компоненты – это турбина, генератор (желательно низкоскоростной), систем управления и система электроснабжения. Достаточно подробное исследование этих компонентов проведено авторами проекта и представлено в настоящем отчете.

# 1 ОЦЕНКА РЕСУРСОВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ

## 1.1 Характеристики водных источников малой энергетики на территории Красноярского края

### 1.1.1 Климатические условия и их характеристики

а) Общее описание Красноярского края

Красноярский край входит в состав Сибирского федерального округа. Граничит с Якутией и Иркутской областью на востоке, с Тувой и Хакасией на юге, с Кемеровской и Томской областями, Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами на западе.

Край расположен в бассейне реки Енисей, на севере омывается морями Ледовитого океана – Карским морем и морем Лаптевых.

Площадь территории – 2366800 км2. Площадь водной поверхности – 18934,4 км2. Красноярский край занимает 13, 86% территории России [].

б) Особенности климата, общие для всего края

Климатические особенности Красноярского края связаны с такими факторами, как:

1. Центральное положение на материке;
2. Удаленность от Атлантики;
3. Малое влияние тихоокеанских воздушных масс;
4. Свободный доступ холодного арктического воздуха;
5. Преобладающее влияние Азиатского антициклона [2] (рисунок 1);
6. Большая протяженность края в меридиональном направлении;
7. Расположение в бассейне реки Енисей, что оказывает значительное влияние на формирование окружающего климата [3].

|  |
| --- |
| factors.gif - 28065 Bytes |
| Рисунок 1.1 – Особенности расположения Красноярского края |

По всей территории края наблюдаются резкие перепады температур. Кроме того, повсеместно на протяжении достаточно длительного времени температура опускается ниже нуля. Это приводит к тому, что многие мелководные реки летом пересыхают, а зимой промерзают до дна.

в) Общие данные по климатическим условиям

В связи с большой протяженностью края в меридиональном направлении климат достаточно неоднороден. На территории края выделяют 3 климатических пояса: арктический, субарктический и умеренный. В пределах каждого из них заметны изменения климатических особенностей не только с севера на юг, но и с запада на восток. Поэтому выделяются также западные и восточные климатические области, граница которых проходит по долине реки Енисей.

Рассмотрим климатические особенности отдельных территорий.

**Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район** большей своей частью расположен на Таймырском полуострове. Округ протянулся более чем на 1200 км с запада на восток и на 800 км с юга на север: площадь его — 862,1 тыс. кв. км. Крайняя северная точка Таймырского полуострова мыс Челюскин является вместе с тем крайней северной точкой всего огромного Евразийского материка. В состав Таймырского национального округа входят также архипелаги и отдельные острова Карского моря и моря Лаптевых. Наиболее крупные острова образуют архипелаг Северная Земля [4]. Полуостров Таймыр находится в арктическом и субарктическом климатических поясах и является одним из самых холодных районов Крайнего Севера. Продолжительность зимы – до 9 месяцев. Особенность климата – ветра. Температура зимой нередко достигает -50 градусов. Полуостров достаточно велик, чтоб погода в разных его частях значительно различалась [5]. Поперек всего полуострова, с юго-запада, от Енисейского залива, на северо-восток, до Хатангской губы, тянутся горы Бырранга, расчленяющие территорию на две части: северную - горную и южную - равнинную. Они круто, местами отвесно обрываются к югу в тундру, а на севере, плавно снижаясь, подходят к прибрежной морской равнине пологими увалами и сопками. Равнинная часть Таймыра представляет собой низменную болотистую тундру с многочисленными озерами. Лишь кое-где, нарушая однообразие, поднимаются отдельные сопки и гряды высотой до 50 - 100 метров. Полуостров Таймыр почти целиком лежит в пределах арктической безлесной тундры. Только самая южная часть его находится в зоне лесотундры. Граница лесной растительности здесь проходит севернее, чем в других областях Арктики [5].

**Эвенкийский муниципальный район** расположен на Средне-Сибирском плоскогорье, в бассейне Подкаменной и Нижней Тунгусок; только на севере часть территории округа лежит в бассейнах Хатанги (по ее притоку Котую) и Вилюя (в пределах округа находится исток последнего). Площадь округа — 767,6 тыс. кв. км. Реки многочисленны, в основном характеризуются быстрым течением, скалистыми берегами, наличием шивер, порогов и водопадов. Человеку, плывущему в лодке, может показаться, что он находится в настоящей горной стране. Но если подняться на водораздел, то поражает выравненность поверхности, покрытой безбрежной северной тайгой. Тайга, на многие тысячи километров, изрезанная голубыми лентами рек и лоскутами озер, с редкими вкраплениями поселков — такой предстает Эвенкия с самолета. Только кое-где поднимаются сильно разрушенные горы. Средние высоты плоскогорья — 500-700 метров. На северо-западе находится плато Путорана с высотами более 1500 метров (гора Камень — 1701 метр) [6].

**Минусинская котловина**— большой древний межгорный прогиб, ограниченный с востока Восточным Саяном, с запада Кузнецким Алатау, с юга Западным Саяном, с севера невысоким хребтом Арга. Отрогами этих хребтов обширная территория котловины делится на отдельные части: Назаровскую, Чулымо-Енисейскую, Сыдо-Ербинскую и Южно-Минусинскую. Минусинскую котловину обычно разделяют на две части: восточную, называемую Минусинским правобережьем, и западную, которую в основном занимает Хакасская автономная область [7].

Слагающие Минусинскую котловину древние породы — песчаники, сланцы, известняки, алевролиты, граниты, гнейсы, порфириты — неоднократно подвергались действию тектонических сил и образовывали то складчатые, то глыбовые горы. Под влиянием внешних сил (ветра, воды, колебаний температуры) горы разрушались, при этом более плотные породы разрушались медленнее. Так возникло характерное для Минусинской котловины разнообразие форм рельефа — широкие равнины, холмы, увалы, мелкие сопки и низкогорья. Часто на повышенных местах можно видеть выходы на поверхность древних плотных пород или маломощные слои щебневатого суглинка. Но большая часть территории, как плащом, одета мощными толщами лёсса, лёссовидных суглинков, супесей, а по долинам рек и на их террасах встречаются боровые пески. **Минусинская котловина**— вторая после Центрально-Красноярского района житница Средней Сибири; на здешних плодородных лесостепных и степных почвах возможности развития сельского хозяйства очень благоприятны [7].

Для центральных и южных районов края, где проживает основная масса населения, характерен континентальный климат с продолжительной зимой и коротким жарким летом.

Длительность периода с температурой более 10 ºС на севере края составляет менее 40 дней, на юге 110-120 дней. Для центральной части региона, преимущественно равнинной, с островными лесостепями и плодородными почвами, характерны относительно короткое жаркое лето, продолжительная холодная зима, быстрая смена температур. На юге края – тёплое лето и умеренно суровая малоснежная зима. Сухой чистый воздух, обилие солнечных дней летом, целебные воды источников и многочисленных озёр создают благоприятные условия для строительства курортов, санаториев и баз отдыха.

Средняя температура января -36 градусов по Цельсию на севере и -18 градусов на юге, в июле соответственно +10 градусов и +20 градусов. В среднем в год выпадает 316 мм осадков, основная часть - летом, в предгорьях Саян 600-1000 мм. Снежный покров устанавливается в начале ноября и сходит к концу марта. В горах Восточного и Западного Саян снег в некоторые годы сохраняется круглый год. Здесь снег лежит на высоте 2400 – 2600 м, в горах Путорана - на высоте 1000-1300 м [8].

Таким образом, климатические условия Красноярского края весьма разнообразны. Соответственно, возможности развития гидроэнергетики различаются по районам края, с учетом климатических условий.

г) Климатические параметры, актуальные при оценке перспектив гидроэнергетики

В соответствии с ГОСТ Р 51387-99, ГОСТ Р 51238-98, климатическими параметрами, актуальными при оценке перспектив гидроэнергетики, являются:

1. Показатели среднесуточных, максимальных и минимальных летних и зимних температур;
2. Данные о продолжительности периодов высоких летних и низких зимних температур.

Кроме того, необходимо оценивать среднемесячное количество осадков и интенсивность снеготаяния [9].

д) Оценка климата края по указанным параметрам.

По городу Красноярску и прилегающим районам данные [10] приведены в таблицах 1.1, 1.2.

Таблица 1.1 – Распределение осадков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3% | 3% | 3% | 6% | 10% | 13% | 18% | 16% | 10% | 8% | 7% | 4% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 0.43 | 0.36 | 0.38 | 0.85 | 1.39 | 1.90 | 2.53 | 2.27 | 1.51 | 1.18 | 0.99 | 0.63 |

Таблица 1.2 – Температурный режим

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура | | январь | -52.8°*C* | -16.0°*C* | +6.0°*C* | | февраль | -40.8°*C* | -15.0°*C* | +8.5°*C* | | март | -38.7°*C* | -7.4°*C* | +17.5°*C* | | апрель | -25.7°*C* | +1.5°*C* | +31.4°*C* | | май | -10.6°*C* | +9.1°*C* | +33.4°*C* | | июнь | -3.6°*C* | +15.9°*C* | +34.8°*C* | | июль | +3.3°*C* | +18.5°*C* | +43.6°*C* | | август | -0.3°*C* | +15.3°*C* | +35.1°*C* | | сентябрь | -9.6°*C* | +8.9°*C* | +31.3°*C* | | октябрь | -24.7°*C* | +1.8°*C* | +24.5°*C* | | ноябрь | -42.3°*C* | -8.2°*C* | +13.6°*C* | | декабрь | -47.0°*C* | 14.6°*C* | +8.6°*C* | |

По Минусинску и прилегающим районам данные приведены в таблицах 1.3, 1.4 [11].

Таблица 1.3 – Распределение осадков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2% | 2% | 2% | 5% | 10% | 16% | 19% | 17% | 13% | 6% | 4% | 3% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 0.26 | 0.25 | 0.22 | 0.51 | 1.09 | 1.78 | 2.12 | 1.88 | 1.41 | 0.66 | 0.46 | 0.36 |

Таблица 1.4 – Температурный режим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура |
| январь | -49.5°*C* | -19.5°*C* | +5.9°*C* |
| февраль | -47.6°*C* | -17.8°*C* | +7.8°*C* |
| март | -46.7°*C* | -8.1°*C* | +24.2°*C* |
| апрель | -32.3°*C* | +3.1°*C* | +33.0°*C* |
| май | -10.9°*C* | +10.9°*C* | +37.7°*C* |
| июнь | -3.5°*C* | +17.4°*C* | +37.4°*C* |
| июль | +2.7°*C* | +19.8°*C* | +38.9°*C* |
| август | -2.8°*C* | +16.8°*C* | +37.7°*C* |
| сентябрь | -10.2°*C* | +9.8°*C* | +32.6°*C* |
| октябрь | -24.0°*C* | +1.9°*C* | +25.8°*C* |
| ноябрь | -42.9°*C* | -8.6°*C* | +15.3°*C* |
| декабрь | -49.4°*C* | -16.7°*C* | +6.7°*C* |

По Енисейску и прилегающим районам данные приведены в таблицах 1.5,1. 6 [12].

Таблица 1.5 – Распределение осадков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5% | 4% | 3% | 5% | 9% | 12% | 13% | 14% | 11% | 9% | 9% | 7% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 0.82 | 0.56 | 0.49 | 0.69 | 1.34 | 1.83 | 1.88 | 2.04 | 1.63 | 1.40 | 1.29 | 1.01 |

Таблица 1.6 – Температурный режим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура |
| январь | -54.3°*C* | -21.1°*C* | +3.1°*C* |
| февраль | -51.2°*C* | -19.7°*C* | +7.1°*C* |
| март | -44.3°*C* | -10.6°*C* | +12.7°*C* |
| апрель | -35.6°*C* | -0.5°*C* | +23.0°*C* |
| май | -17.1°*C* | +7.5°*C* | +33.2°*C* |
| июнь | -3.9°*C* | +15.2°*C* | +35.4°*C* |
| июль | +1.3°*C* | +18.7°*C* | +35.6°*C* |
| август | -3.1°*C* | +14.9°*C* | +33.6°*C* |
| сентябрь | -8.9°*C* | +8.2°*C* | +28.6°*C* |
| октябрь | -33.6°*C* | -0.1°*C* | +23.7°*C* |
| ноябрь | -49.0°*C* | -11.7°*C* | +8.9°*C* |
| декабрь | -53.2°*C* | -19.3°*C* | +6.1°*C* |

По Богучанскому муниципальному району и прилегающим районам данные приведены в таблицах 1.7, 1.8 [13].

Таблица 1.7 – Распределение осадков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4% | 3% | 3% | 5% | 9% | 13% | 15% | 16% | 13% | 8% | 7% | 6% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 0.47 | 0.34 | 0.31 | 0.52 | 1.00 | 1.43 | 1.71 | 1.77 | 1.45 | 0.85 | 0.74 | 0.70 |

Таблица 1.8 – Температурный режим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура |
| январь | -51.3°*C* | -23.6°*C* | +4.3°*C* |
| февраль | -51.7°*C* | -21.7°*C* | +7.6°*C* |
| март | -43.9°*C* | -11.6°*C* | +14.1°*C* |
| апрель | -32.8°*C* | -0.6°*C* | +24.6°*C* |
| май | -14.7°*C* | +7.4°*C* | +34.6°*C* |
| июнь | -5.3°*C* | +15.8°*C* | +37.7°*C* |
| июль | +1.8°*C* | +18.9°*C* | +37.1°*C* |
| август | -1.9°*C* | +15.2°*C* | +32.9°*C* |
| сентябрь | -9.4°*C* | +8.1°*C* | +30.6°*C* |
| октябрь | -28.3°*C* | -0.4°*C* | +23.9°*C* |
| ноябрь | -48.7°*C* | -12.8°*C* | +12.8°*C* |
| декабрь | -51.4°*C* | -21.6°*C* | +4.6°*C* |

По Ванаваре и прилегающим районам данные приведены в таблицах 1.9, 1.10.[14].

Таблица 1.9 – Распределение осадков.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5% | 3% | 3% | 6% | 8% | 12% | 14% | 15% | 11% | 10% | 8% | 6% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 0.65 | 0.42 | 0.42 | 0.72 | 1.08 | 1.55 | 1.77 | 1.91 | 1.40 | 1.24 | 1.04 | 0.81 |

Таблица 1.10 – Температурный режим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура |
| январь | -61.0°*C* | -28.7°*C* | +1.3°*C* |
| февраль | -57.7°*C* | -26.0°*C* | +5.3°*C* |
| март | -50.3°*C* | -15.3°*C* | +11.6°*C* |
| апрель | -39.0°*C* | -3.9°*C* | +20.7°*C* |
| май | -26.4°*C* | +5.4°*C* | +32.5°*C* |
| июнь | -6.2°*C* | +14.1°*C* | +35.2°*C* |
| июль | -3.0°*C* | +17.4°*C* | +35.7°*C* |
| август | -5.9°*C* | +13.2°*C* | +34.5°*C* |
| сентябрь | -14.6°*C* | +5.5°*C* | +29.6°*C* |
| октябрь | -39.2°*C* | -4.3°*C* | +19.2°*C* |
| ноябрь | -54.5°*C* | -19.1°*C* | +6.9°*C* |
| декабрь | -58.2°*C* | -26.7°*C* | +1.7°*C* |

По Туруханску и прилегающим районам данные приведены в таблицах 1.11, 1.12 [15].

Таблица 1.11 – Распределение осадков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Распределение осадков в сутки по месяцам |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6% | 5% | 5% | 6% | 6% | 9% | 11% | 12% | 12% | 12% | 9% | 7% |
| Среднее количество осадков в сутки, мм | 1.14 | 0.87 | 0.95 | 1.06 | 1.05 | 1.69 | 2.05 | 2.23 | 2.22 | 2.23 | 1.57 | 1.34 |

Таблица 1.12 – Температурный режим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Минимальная температура | Среднемесячная температура | Максимальная температура |
| январь | -57.0°*C* | -26.3°*C* | +0.5°*C* |
| февраль | -55.3°*C* | -24.5°*C* | +0.8°*C* |
| март | -50.0°*C* | -16.2°*C* | +8.7°*C* |
| апрель | -42.0°*C* | -8.4°*C* | +15.6°*C* |
| май | -26.6°*C* | +0.2°*C* | +22.4°*C* |
| июнь | -8.2°*C* | +10.1°*C* | +32.8°*C* |
| июль | +0.1°*C* | +16.7°*C* | +35.5°*C* |
| август | -2.1°*C* | +12.7°*C* | +31.0°*C* |
| сентябрь | -17.6°*C* | +5.7°*C* | +23.8°*C* |
| октябрь | -39.7°*C* | -6.1°*C* | +16.9°*C* |
| ноябрь | -50.0°*C* | -18.8°*C* | +2.6°*C* |
| декабрь | -55.2°*C* | -23.8°*C* | +1.1°*C* |

Большая часть территории Красноярского края относится к районам с суровым климатом [16] (рисунок 1.2).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 1.2 - Фрагмент схематической карты районирования Северной строительно-климатической зоны (СН 353-66): 1 – наименее суровые условия;2 – суровые условия; 3 – наиболее суровые условия []. |

Это подразделение (районирование) территории ССКЗ на климатические районы выполнено Научно-исследовательским институтом строительной физики (НИИСФ). Основано оно на следующих показателях: абсолютная минимальная температура воздуха, температура наиболее холодных суток и наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 и 0,92, сумма средних суточных температур за отопительный период (табл. 1.13).

Таблица 1.13 – Районирование ССКЗ по степени суровости климатических условий [17]

| Климатический район | Температура воздуха, оС | |
| --- | --- | --- |
|  | Абсолютная минимальная | Сумма средних суточных температур за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 оС |
|
|  |
| Наименее суровые условия | – 35  – 51 | – 743  – 2780 |
| Суровые условия | – 45  – 60 | – 2138  – 5678 |
| Наиболее суровые условия | – 54  – 71 | – 3199  – 7095 |

Зоны с суровыми климатическими условиями обладают целым рядом специфических признаков, в частности, следующими, важными для анализа перспективности в плане развития гидроэнергетики:

1. продолжительность зимнего периода от 185 до 305 дней;
2. низкие зимние температуры воздуха в сочетании с частыми зимними сильными ветрами и снежными заносами на значительной части территории;
3. малая естественная освещённость территории в холодные периоды года;
4. вечномёрзлое состояние грунтов при различных их теплофизических и строительных свойствах и разнообразном характере распространения и залегания;
5. значительная удалённость населённых мест друг от друга и небольшая численность их населения;
6. ограниченность и сезонная периодичность транспортной связи посёлков и городов между собой и с районами средних широт [].

Таким образом, на значительной части территории Красноярского края развитие гидроэнергетики необходимо связывать с решением специфических проблем, обусловленных суровыми климатическими условиями.

**Выводы.** В отдельных районах, таких как полуостров Таймыр, внедрение малой гидроэнергетики будет связано с большим количеством проблем, обусловленных именно трудными климатическими условиями.

В таких районах, как Эвенкия, по климатическим критериям возможна реализация отдельных пилотных проектов. Однако развитие малой гидроэнергетики в этом регионе также потребует значительных дополнительных затрат на компенсацию климатических особенностей региона.

В Енисейском, Богучанском и прочих районах этой группы климатические условия тоже достаточно сложны.

Наиболее благоприятны для внедрения объектов малой гидроэнергетики, по климатическим показателям, центральные и южные районы края и республика Хакасия.

### 1.1.2 Гидрологические характеристики водных источников

Объектом исследования являются реки Красноярского края. Предметом исследования являются гидрологические параметры рек, расположенных вблизи населенных пунктов. Методика оценки гидрологических параметров регламентирована официальным нормативом [18]. Статистические данные взяты из статистических и аналитических материалов, размещенных в открытом доступе сети интернет, также использованы данные мониторинга режимов рек, предоставленные специалистами УГМС, и данные полученные в результате измерений, выполненных в рамках экспедиции коллектива по малым рекам Красноярского края.

Согласно СНиП 2.01.14-83 определение расчетных гидрологических характеристик должно основываться на данных гидрометеорологических наблюдений. При определении расчетных гидрологических характеристик необходимо применять следующие приемы расчетов:

1. При наличии данных гидрометрических наблюдений – непосредственно по этим данным;
2. При недостаточности данных гидрометрических наблюдений – приведением их к многолетнему периоду по данным рек-аналогов с более длительными рядами наблюдений;
3. При отсутствии данных гидрометрических наблюдений – по формулам с применением данных о реках-аналогах и картам, основанным на совокупности данных наблюдений всей сети гидрометрических станций и постов данного района.
4. При выборе рек-аналогов необходимо учитывать следующие условия:
5. Возможную географическую близость расположения водосбросов;
6. Сходство климатических условий
7. Однородность условий формирования стока – однотипность почв (грунтов) и гидрологических условий, по возможности близкую степень озерности, заселенности, заболоченности и распаханности;
8. Площади водосборов должны отличаться не более чем в 10 раз, а их средние высоты не более чем на 300 метров.
9. Отсутствие факторов, существенно искажающих величину естественного речного стока (регулирование стока, сбросы, изъятие на орошение и другие нужды)

Основными гидрологическими характеристиками являются:

1. Расход воды [м3/с];
2. Объем стока [м3];
3. Модуль стока воды [м3/(с∙км2)];
4. Слой стока воды [мм];
5. Уровень воды [м].

Основным, исследуемым нами водным объектом, является река, в зависимости от площади водосбора и длины реки принята следующая классификация [19]. Параметры приведены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Классификация рек

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Группы рек | Площадь водосбора, тыс. км2 | Длина реки, км |
| Ручьи | <0.1 | <10 |
| Малые | 0.1–2 | 10 – 100 |
| Средние | 2 – 50 | 100 – 500 |
| Большие | >50 | >500 |

Гидрологическими характеристиками водосбора реки являются: водосборная площадь [км2], длина реки [км], модуль стока воды [м3/(с∙км2)]. К гидрологическим характеристикам реки относятся: норма стока воды в реке [млн. м3], среднегодовой расход воды [м3/с], уклон реки [%].

Вид реки, количество воды в ней, скорость ее течения значительно изменяется в течение года. Эти изменения связаны, прежде всего, со сменой сезонов года, с таянием снега, засухами, дождями, — т.е. теми естественными факторами, которые определяют поступление в реку питающих ее вод.

Характерные особенности изменения состояния реки во времени называются ее гидрологическим режимом. Высота поверхности воды в сантиметрах, которую отсчитывают от некоторой принятой постоянной отметки, называется уровнем воды. В годовом цикле жизни реки обычно выделяют такие основные периоды (их называют фазами гидрологического режима):Половодье; Паводок; Межень.

*Половодье* — это время самой большой водности реки. Половодье обычно приходится на время весеннего снеготаяния, когда потоки талой воды со всего водосбора устремляются к руслу главной реки и ее притокам. Количество воды в реке увеличивается очень быстро, река может выйти из берегов и затопить пойменные участки. Половодье регулярно повторяется каждый год, но может иметь различную интенсивность.

*Паводки* представляют собой быстрые и сравнительно кратковременные подъемы уровня воды в реке. Они происходят, как правило, в результате выпадения дождей, ливней летом и осенью или во время оттепелей зимой. Паводки обычно случаются каждый год, но, в отличие от половодья, они нерегулярны.

*Межень* — самая маловодная фаза водного режима. На наших реках различают два периода межени — летнюю и зимнюю. В это время атмосферные осадки не могут обеспечить достаточного питания реки, количество воды в ней значительно уменьшается, большая река может превратится в маленький ручеек и жизнь в ней поддерживается в основном за счет подземных источников питания — родников и ключей.

### 1.1.3 Энергетические показатели водных источников

Гидроэнергетические ресурсы – это часть водных ресурсов территории, которая может быть использована для производства энергии. Гидравлическая энергия рек обусловлена проекцией силы тяжести на направления движения потока воды, которая определяется разностью уровней воды в начале и в конце рассматриваемого участка реки. При разности уровней *H*, м на длине участка *l*, м и среднем расходе воды *Q,* м3/с, мощность водотока *P*, Вт составит:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1.1) |

где – плотность воды, кг/м3; *g*– ускорение свободного падения, м/с2.

Следовательно, гидроэнергетические установки осуществляют энергетическое преобразование либо напора воды, либо водности при некоторой минимальной скорости течения.

Гидроэнергетический потенциал водотоков региона подразделяется на теоретический или валовый, технический и экономический.

Величина валовой потенциальной энергии водотока на участке реки длиной *l*, вырабатываемой за время *T,* час, равна:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1.2) |

Расход воды по длине участка непостоянен, поэтому обычно используется линейное приближение изменения расхода вдоль участка:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1.3) |

где , – расходы в начале и конце анализируемого участка водотока.

Таким образом, последовательно разбивая водоток на характерные участки, производится определение теоретического потенциала соответствующих участков и суммарного энергетического потенциала водотока.

Расчет продольного профиля водотока, как правило, производится и помощью топографических карт. Расчет расхода воды в каждом характерном створе может производиться различными способами. В случае отсутствия результатов многолетних наблюдений, используются карты с изолиниями модулей среднего годового стока.

Для определения среднемноголетней нормы годового стока реки следует оконтурить территорию ее бассейна до рассматриваемого пункта и вычислить искомую величину как средневзвешено по оконтуренной водосборной площади значение модуля.

Технический потенциал представляет собой часть валового потенциала энергии водотока. В традиционной гидроэнергетике технический потенциал определяется как валовый, уменьшенный на величину потерь гидроэнергии в процессе ее преобразования в электроэнергию. Таким образом, в гидроэлектростанциях плотинного типа технический потенциал гидроэнергии – это энергетический максимум генерируемой электроэнергии, который может быть получен на данном водотоке с использованием современных технических средств и технологий энергопотребления.

### 1.1.4 Динамика изменения гидрологических и энергетических показателей водных потоков

Анализ гидрологических данных по рекам Сибири, как, приведенных на сайтах Интернет, так и полученных Среднесибирским УГМС свидетельствует о том, что все параметры рек являются стохастическими параметрами, зависящими от большого числа факторов, таких как помесячное распределение осадков, температурный режим и многое другое. Эти параметры изменяются в широком диапазоне: скорость потока – в 2-4 раза; глубина – в 1,3-2 раза; секундный расход – до 50 раз (см. таблицу 1.15).

Однако закон их распределения одинаков и параметры рассеяния весьма стабильны. Так, коэффициент вариации скорости колеблется от 0,11 до 0, 25, а коэффициент вариации секундного расхода – от 0,15 до 0,3. В целом можно отметить, что водотоки Сибири характеризуются очень большими сезонными изменениями своих параметров. Так гистограмма распределения секундных расходов р. Туба (рисунок 1.3) свидетельствует о 25-кратном отличии в них. Минимум расходов приходится на январь-март, а максимум – на июнь. Эта картина типична для большинства рек края. Закон распределения расходов – близкий к нормальному.

|  |
| --- |
| http://upload.wikimedia.org/wikipedia/ru/timeline/a8a3a0a84c85dd6d27c8f9d236655ecc.png |
| Рисунок 1.3 - Гистограмма распределения секундных расходов р. Туба. |

Таблица 1.15 – Гидрологические характеристики некоторых рек Красноярского края (данные получены по результатам многолетних замеров на гидрологических постах Среднесибирского УГМС)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Река | Скорость течения, м/с | | Расход, м3/с | | Глубина, м | | Ширина, м | | Продолжительн.  ледостава |
| Зима | Лето | Зима | Лето | Зима | Лето | Зима | Лето |
| 1 | р. Ус | 0,4 | 1,8 | 11,0 | 130,0 | 1,4 | 1,9 | 50 | 90 | 155 |
| 2 | р.Кантегир | 1,2 | 1,7 | 10,0 | 100,0 | 1,2 | 1,7 | 60 | 75 | 118 |
| 3 | р. Абакан | 0,6 | 2,0 | 50,0 | 900,0 | 3,0 | 4,0 | 120 | 220 | 154 |
| 4 | р.Абакан | 1,4 | 2,0 | 40,0 | 500,0 | 1,5 | 3,0 | 160 | 250 | 140 |
| 5 | р. Мал. Абакан | 0,8 | 3,0 | 15,0 | 250,0 | 0,8 | 2,5 | 50 | 85 | 129 |
| 6 | р.Она | 0,5 | 1,0 | 8,0 | 250,0 | 0,8 | 2,0 | 60 | 80 | 140 |
| 7 | р..Бол. Он | 0,4 | 1,8 | 3,0 | 50,0 | 1,0 | 1,4 | 21 | 55 | 145 |
| 8 | р.Казыр | 0,5 | 2,0 | 30,0 | 1500,0 | 6,0 | 8,0 | 110 | 140 | 167 |
| 9 | р.Кизир | 0,6 | 2,5 | 35,0 | 600,0 | 2,5 | 5,0 | 155 | 180 | 149 |
| 10 | р.Сисим | 0,6 | 2,0 | 10,0 | 150,0 | 2,0 | 2,5 | 56 | 60 | 182 |
| 11 | р.Туруханка | 0,3 | 0,8 | 8,8 | 200,0 | 2,0 | 3,0 | 80 | 100 | 223 |
| 12 | р.Кан | 0,7 | 2,5 | 12,0 | 200,0 | 2,2 | 2,5 | 100 | 90 | 154 |
| 13 | р.Кунгус | 0,2 | 1,8 | 4,5 | 150,0 | 1,2 | 1,7 | 75 | 75 | 168 |
| 14 | р.Агул | 0,7 | 2,0 | 17,0 | 500,0 | 1,3 | 2,0 | 135 | 180 | 172 |
| 15 | р.Б.Пит | 0,7 | 1,0 | 15,0 | 150,0 | 1,7 | 2,5 | 157 | 180 | 187 |
| 16 | р.Сым | 0,5 | 0,9 | 70,0 | 150,0 | 2,5 | 2,8 | 180 | 145 | 192 |
| 17 | р.П.Тунгуска | 0,3 | 1,5 | 220,0 | 700,0 | 4,2 | 4,5 | 600 | 650 | 195 |
| 18 | р.П.Тунгуска | 0,2 | 1,1 | 250,0 | 800,0 | 5,5 | 5,5 | 570 | 550 | 204 |
| 19 | р. Вельмо | 0,8 | 1,0 | 60,0 | 100,0 | 2,1 | 2,2 | 210 | 220 | 174 |
| 20 | р.Ерачимо | 0,6 | 1,6 | 25,0 | 500,0 | 3,5 | 7,0 | 75 | 150 | 188 |

## 1.2 Анализ проблем эксплуатации малых энергоустановок в зимний период

Проблемы эксплуатации мини и микроГЭС связаны с тремя группами факторов:

а) гидрологические факторы, рассмотренные обстоятельно выше сводятся к тому, что расход, а, следовательно, и энергетика характерны многократными отличиями в худшем варианте. В зимний период, когда потребность в электроэнергии может быть максимальной, – энергетика реки близка к минимальной;

б) почти две трети рек зимой имеют глубину не более метра при толщине ледового покрова более 1 метра, что приводит к невозможности их использования для производства электроэнергии в зимний период;

в) большинство мировых производителей мини и микроГЭС не готовы к адаптации конструкции своих изделий к суровым климатическим условиям Красноярского края, особенно к реальному диапазону зимних отрицательных температур, который сказывается на характеристиках смазочных и уплотнительных материалов и снижении прочностных характеристик конструкционных материалов энергоустановок и других компонентов малых ГЭС.

## 1.3 Мониторинг режима малых рек Красноярского края

**Объектом** исследования являются средние и малые реки Красноярского края.

**Предметом** исследования являются гидрологические параметры рек, расположенных вблизи населенных пунктов, недостаточно обеспеченных электроэнергией.

**Целью** исследования является предварительная оценка возможности установки свободнопоточных микроГЭС в недостаточно электрифицированных районах Красноярского края, республики Хакасия.

Задачи исследования:

1. Общая оценка гидроресурсов исследуемого региона.
2. Выявление факторов, определяющих возможность установки микроГЭС на данной реке.
3. Измерение гидрологических параметров наиболее перспективных средних и малых рек региона.
4. Сопоставление результатов измерения с определяющими факторами
5. Выработка рекомендаций по установке опытных образцов и распространению микроГЭС в регионе.

Исследование опирается на следующие материалы:

1. стандартизованная методика оценки гидрологических параметров;
2. статистические данные;
3. топографические данные;
4. результаты мониторинга рек Красноярского края, выполнявшегося Среднесибирским отделением Росгидромета на протяжении десятков лет, и предоставленных СФУ в виде аналитической записки;
5. собственные приборные замеры на наиболее перспективных реках Горного Алтая.

Результаты исследования рынка сбыта представлены в предыдущем разделе настоящего отчета. Методика оценки гидрологических параметров содержится в официальных нормативах [18].

Статистические данные взяты из статистических и аналитических материалов, размещенных в открытом доступе в сети Интернет [20]. Топографические данные взяты из топографических карт и описаний, размещенных на сайтах туристических фирм Красноярского края и Алтайского региона [21,22], на информационно-энциклопедических сайтах [23,24]. Данные и оценки специалистов Среднесибирского УГМС взяты из материалов, размещенных на сайте организации [25], а также из результатов мониторинга режимов рек, предоставленных специалистами УГМС по запросу Сибирского федерального университета. Собственные данные получены в результате физических измерений во время экспедиции коллектива по рекам региона.

### 1.3.1 Общая характеристика гидроресурсов Красноярского края

Энергосистема Сибири, из-за специфических природных условий, характеризуется доминированием гидрогенерации. Однако гидроресурсы Красноярского края используются для обеспечения электроснабжения в очень малом объеме: доля альтернативных источников гидроэлектроэнергии, используемых населением, меньше 0,01%. Промышленное производство таких источников в крае отсутствует, как и политика по распространению альтернативных технологий обеспечения населения электроэнергией.

Основная река Красноярского края - Енисей, длиной 3354 км. Наиболее крупные реки - Абакан, Подкаменная и Нижняя Тунгуски, Таймыр, Пясина, Норильская, Хета, Хатанга, Котуй и Курейка. Общее количество рек – свыше 204 тыс., в том числе:

1. 116257 - в бассейне р. Енисей;
2. 29747 - в бассейне р. Пясина;
3. 36931 - на территории полуострова Таймыр и в бассейне других рек, впадающих в Карское море;
4. 3064 - в бассейне больших озер;
5. около 4830 - в Приенисейской части бассейна р. Чулым;
6. около 13500 в Приенисейской части бассейна р. Ангары.

Енисей берёт начало двумя истоками: Большой Енисей (Бий-Хем) и Малый Енисей (Ка-Хем). Впадает в Енисейский залив Карского моря. Длина от истоков Малого Енисей 4102 км, от истоков Большого Енисея 4092 км, от слияния Малого и Большого Енисея (г. Кызыл) - 3487 км. Если за начало Енисея принять исток Селенги, то длина его будет около 5075 км. Площадь бассейна - 2580 тыс. км2. Для бассейна Енисея характерна резкая асимметричность: его правобережная часть в 5,6 раза больше левобережной. Бассейн представляет собой преимущественно горную страну — горы Южной Сибири и большая часть Среднесибирского плоскогорья. Основная часть бассейна покрыта тайгой, на большей его части распространены многолетнемёрзлые горные породы. Гидрографическая сеть Енисея включает 198620 рек общей длиной 884754 км, 126364 озера общей площадью 51835 км.

Между Красноярском и устьем Ангары долина Енисея расширяется, река теряет горный характер, но в русле ещё имеются подводные гряды — продолжение отрогов Енисейского кряжа. Одной из таких гряд образован Казачинский порог, длина которого с шиверами около 4 км, общее падение здесь 3,8 м, ширина русла 550—600 м вместо обычной на этом участке 800—1300 м; порог труднопроходим.

Ниже впадения Ангары характер долины и русла Енисея резко меняется. Правый берег остаётся гористым, левый становится низким, пойменным. Если выше Ангарской стрелки ширина русла Енисей 800 м, то ниже — не менее 2000 м, глубины увеличиваются до 10—17 м, а скорость течения уменьшается до 0,8—1,1 м/с. Ширина долины Енисея у устья Нижней Тунгуски около 40 км, у Дудинки и Усть-Порта до 150 км, русла 2500—5000 м; минимальные глубины всего нижнего Енисея колеблются от 5 до 8,5 м. Выше устья р. Подкаменная Тунгуска река вновь прорезает отроги Енисейского кряжа, образуя Осиновский порог. На пороге глубины падают до 2,5 м, скорость течения возрастает до 2—3 м/с. Ниже порога река проходит через скалистое ущелье, ширина русла здесь 740 м, а глубины возрастают до 60 м. Ниже впадения Нижней Тунгуски преобладают глубины от 14 до 20 м, ниже Дудинки 20—25 м. Русло разбивается на рукава, острова достигают длины 20 км. От устья р. Курейка, где уже ощущаются приливные колебания уровня, начинается устьевой участок Енисей За устьевой створ принят створ мыса Сопочная Карга. Ниже поселка Усть-Порт начинается собственно дельта Енисея. Бреховскими островами русло Енисея делится на множество проток, из которых выделяются четыре основные рукава: Охотский Енисей, Каменный Енисей, Большой Енисей и Малый Енисей; общая ширина русла здесь 50 км. Ниже Енисей течёт в одном русле, в «горле».

Енисей относится к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. Доля последнего немного менее 50%, дождевого 36—38%, подземного в верховьях до 16%, к низовьям она уменьшается до нуля. Для большей части Енисея характерно растянутое весеннее половодье и летние паводки, зимой резкое сокращение стока (но уровни падают медленно из-за развития зажоров). Для верховьев характерно растянутое весенне-летнее половодье. Половодье на Енисее начинается в мае, иногда в апреле, на среднем Енисей несколько раньше, чем на верхнем, на нижнем в середине мая — начале июня (Дудинка). Размах колебаний уровня Енисея в верховьях 5—7 м в расширениях и 15—16 м в сужениях, в нижнем течении он больше (28 м у Курейки), к устью уменьшается (11,7 м у Усть-Порта).

Величина стока – 624 км3. Максимальный расход у Игарки – 154000 м3/с. Нарастание стока вниз по течению происходит довольно равномерно (таблица 1.16).

Замерзание Енисея начинается в низовьях (начало октября). Для Енисея характерны: интенсивное образование внутриводного льда, осенний ледоход.

Таблица 1.16 —Изменение средних годовых расходов Енисея

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование пункта | Расстояние от устья, км | Площадь водосбора, тыс. *км*2 | Средний годовой расход, *м*3/с |
| Кызыл | 3487 | 115 | 1010 |
| Никитино | 3020 | 182 | 1480 |
| Базаиха | 2468 | 300 | 2920 |
| Енисейск | 2054 | 1400 | 7750 |
| Подкаменная Тунгуска | 1568 | 1760 | 10900 |
| Игарка | 697 | 2440 | 17800 |

Ледостав в низовьях с конца октября, в середине ноября в среднем течении и у Красноярска и в конце ноября — декабре в горной части. На отдельных участках в русле возникают мощные наледи. Вскрытие Енисея происходит сначала в верхнем течении — конец апреля, затем в среднем — 1-я половина мая, в нижнем — начало июня. Весенний ледоход сопровождается заторами [26].

Нижняя Тунгуска берёт начало на юге Среднесибирского плоскогорья, восточнее Ангарского кряжа. В верхнем течении (до устья р. Илимпея) протекает в широкой долине; в русле много перекатов. В нижнем течении (на протяжении 1300 км) часты озеровидные расширения (до 20—25 км). При пересечении траппов местами: течёт в ущельях (ширина менее 200 м) с отвесными берегами (высотой 100—200 м), образует пороги и длинные каменные отмели: (корги) высотой 8—10 м. Ниже порогов глубины до 60—100 м, водовороты. Длина 2989 км, площадь бассейна 473 000 км2. Средние глубины реки 4—6 м, на перекатах 2,5—3 м. Наиболее крупные пороги: Ждановский, Вивинский, Учаминский и Большой. Скорость на порогах до 5 м/с. Питание преимущественно снеговое. Половодье в верховьях в мае — июне, в низовьях в мае — июле. Средний расход в устье 3680 м3/с, наибольший в 125 км от устья 74 000 м3/с. Зимой глубокая межень (сток менее 1% от годового). Замерзает в октябре, иногда в начале ноября, вскрывается в мае. Ледоход продолжается от 4—5 до 9—11 суток; в сужениях образуются мощные заторы, и уровень поднимается на 20—35 м. Основные притоки: справа — Кочечум, Виви, Тутончана, Северная; слева — Непа, Большая Ерёма, Илимпея, Таймура, Учами. В большую воду судоходна от пос. Тура — центра Эвенкийского национального округа, в верховьях рейсы катеров с баржами. В устье — пристань Туруханск. В бассейне Нижней Тунгуски расположен Тунгусский угольный бассейн [24].

Подкаменная Тунгуска - Чулакан, Средняя Тунгуска, - правый приток Енисея. Длина 1865 км, площадь бассейна 240 тыс. км2. Берёт начало с Ангарского кряжа. В верховьях (под названием Катанга) протекает по широкой и глубокой долине; от устья Тэтэрэ долина суживается, река вступает в полосу развития траппов. В русле многочисленны шиверы и пороги (Нижний, Орон, Чамбинский, Паноликский, Мирюгинский, Дедушка, Вильминские). Скорость течения на порогах до 3—4 м/с. В 250 км от устья долина расширяется до 20—23 км, в русле много перекатов. Питание преимущественно снеговое (60%); дождевое 16%, подземное 24%. Половодье с начала мая до конца июня, в низовьях до начала июля. С июля до октября летняя межень, прерываемая паводками (От 1 до 4) с подъёмом уровня на 5,5 м. Средний расход воды в устье 1750 м3/с, наибольший — 35 000 м3/с, наименьший (зимой) — 3—15 м3/с. Ледовые явления с середины октября, осенний ледоход 7—16 суток, зажоры. Ледостав с конца октября. Вскрывается в середине мая; ледоход 5—7 суток в верховьях и до 10 суток в низовьях, проходит бурно, при заторах уровень поднимается на 29,7 м. Притоки: справа — Тэтэрэ, Чуня; слева — Камо, Вельмо. Используется для судоходства на 1146 км; в половодье крупные суда доходят до Байкита (571 км), выше — рейсы катеров с баржами. Населенные пункты на Подкаменной Тунгуске: Ванавара, Байкит, Подкаменная Тунгуска [27].

Чулым - правый приток Оби. Длина 1799 км, площадь бассейна 134 тыс. км2. Образуется при слиянии рек Белый и Чёрный Июс, берущих начало с Кузнецкого Алатау. От истока до г. Ачинска имеет горный характер; от Ачинска до пос. Тегульдет течёт вначале среди возвышенных берегов, затем в пределах Чулымо-Енисейской котловины, где разбивается на рукава и часто перемещается; ниже река протекает по широкой пойме (до 10 км), изобилующей озёрами и старицами; русло многорукавное (ширина до 1200 м). Питание преимущественно снеговое. Половодье с мая по июль. Средний расход воды 785 м3/с; наибольший расход в 131 км от устья 8220 м3/с, наименьший — 108 м3/с. Замерзает в начале ноября; вскрывается в конце апреля начале мая, весной часты заторы льда. Средний расход наносов 68 кг/с, годовой объём стока наносов 2100 тыс. т. Наибольшие притоки: Сереж, Урюп, Кия, Яя — слева; Большой Улуй, Кемчуг, Чичкаюл — справа. Сплавная. Судоходна на 1173 км от устья; извилистость и перекаты затрудняют судоходство. На р. Чулым расположены города Назарово, Ачинск, Асино [28].

Турухан - левый приток Енисея. Длина 639 км, площадь бассейна 35,8 тыс. км². Берёт начало на Нижне-Енисейской возвышенности. Впадает в протоку Большой Шар. Основные притоки — Верхняя и Нижняя Баиха (справа). Средний расход воды 370 м³/с. Половодье в мае — июле (72 % годового стока). Питание преим. снеговое. Ледостав с ноября по июнь, ледоход осенью и весной около 5 дней (заторы). Охота на пушного зверя и дичь. Судоходство в нижнем течении. Лесосплав. Населенные пункты: Янов Стан, Фарково, Старотуруханск (в устье, основан в 1607 г.) [29].

Река Абакан имеет исток у места смыкания водораздельного хребта Западного Саяна с Алтайской горной системой, двумя истоками Большого и Малого Абакана при их слиянии. Ее длина с Большим Абаканом составляет 514 км.

Река собирает воды с довольно обширной территории. Площадь Абаканского бассейна 32000 км2 – это половина Хакасии. Течение река имеет горно-равнинное и направление на северо-восток. Устье реки чуть ниже Минусинска. Высочайший участок русла реки Абакан, находится в самом лесистом районе – Таштыпском.

Длина горного участка около 360 км. Граница междугорным и равнинным течениями является место смыкания двух хребтов Кирса (со стороны Усть-Таштыпа) и Джойского (около Большого Монока). На этом участке река имеет падение 2 м\км, уклон реки равен 40 см\км, глубина колеблется от 1.5 м до 3 м, ширина в этом месте тоже различна 200-300 м. Скорость реки отличается своей быстротой 10-15 км\ч. Долина ее узка: от 200 м до 2 км со скалистыми берегами, вплотную подступающими и обрывающимися в реку. На одной из таких террас раскинулся самый зеленый и красивейший город Хакасии - Абаза. У села Большой Монок река вырывается из гор и далее течет по равнине.

В степной части бассейна долина расширяется до 15-17 км. Река дробится на множество рукавов. Берега приобретают часто равнинный плавно переходящий песчаный или галечный вид, лишь в некоторых местах к воде подступают крутые обрывы, со стороны имеющие вид гор Хызыл Хая или Изых. Скорость течения и живая сила Абакана уменьшается. Однако из-за большого падения она сохраняет горный характер, скорость течения составляет 7-10 км\ч. В русле реки наблюдаются скопления твердого осадочного материала виде валунов, галечника, гравия, песка. Чем дальше от истока, тем этот материал мельче размером, например, около села Быррганов камни около 30-40 см в диаметре, около села Аскиз 10-15 см.

Основными источниками питания реки Абакан являются талые воды горных снегов – 50%, летние дожди – 37%, родниковые – 13%. Зимой уровень воды очень низок, весной и летом он повышается, к осени опять понижается. Весной уровень воды повышается на 5-6 м. В 1969 году в результате таяния снегов в горах и паводка от обильных дождей пойма Абакана была затоплена в некоторых местах на 4-5 м. Села, расположенные в долине Абакана, почти все пострадали, население спасалось на крыше построек или домов. Широкий волной шла вода по трассе, транспорт был вынужденно оставлен, кроме железной дороги и тракторов. Стихийное бедствие принесло большой урон Хакасии. В зимнее время река покрывается льдом 0,5-1 м, из-за толщины льда происходит замор рыбы. Лед держится в течение 5-6 месяцев. Ледостав начинается в середине ноября и сходит во второй половине апреля.

К группе горностепных рек, у которых истоки находятся в средневысотных горах, а основная часть течения приходится на степную зону, относятся большинство левых притоков Абакана: Матур, Таштып, Есь, Тея, Аскиз, Камышта, Уйбат и другие. Разбои на реке Абакан представлены более 6 протоками: Торяковским, Монокские, Усть-Есинские, Сафьяновские и др. Из крупных островов на реке следует отметить такие как: Большой, Частал, Паскотино, Арчимаев и др. всего на реке Абакан насчитывается около 202 притока, самым большим является Уйбат, его длина достигает 152 км [29].

Большинство рек Красноярского края имеет преимущественно снеговое и снегодождевое питание (около 60-80%), подземное питание составляет 10-20% (в горных районах до 30-40%). За весенне-летний период проходит 65-85% годового объема стока. За период летне-осенней и зимней межени - 15-35% годового объема стока. Вода в реках прогревается летом от 8 до 24°С на севере, от 14 до 28°С на юге территории края.

Замерзание наблюдается в период с середины октября до декабря. Вскрытие - с середины апреля до начала июня. На северных реках ледостав продолжается 180-260 суток, на южных - 140-190 суток. Наибольшая толщина льда достигает соответственно 60-190 см и 5-160 см.

Таблица 1.17 — Основные характеристики рек Красноярского края [30]

| Показатели оценивания | Основные параметры | | |
| --- | --- | --- | --- |
| Длина свыше 1000км, ширина свыше 300м, глубина свыше 15м | Длина свыше 10км,  ширина 50-300м.,  глубина до 8м | Длина менее 10 км, ширина 1-50 м, глубина до 3 м. |
| Количество рек (в % к общему числу рек региона) | 1% | ~7% | ~92% |
| Весенний подъем воды (м) | 5-30 | 2-5 | 1-2 |
| Толщина льда составляет свыше 2/3 глубины русла или река перемерзает в период ледостава (в % к общему числу рек данного вида) | - | ~1% | ~29% |

В то время, как характеристики русла в первую очередь связаны с величиной (длиной) реки, скорость течения зависит, скорее, от рельефа местности. Общий диапазон наибольших скоростей в летнюю межень от 0,5м/с на равнинных участках до 6м/с на порожистых участках. В Приенисейском крае преобладают лесные и горно-таежные реки (свыше 70% рек) с характерными для них глубокой зимней меженью, высоким весенним половодьем и довольно частыми дождевыми подъемами, прерывающими летне-осеннюю межень. Зимняя межень продолжается, как правило, с декабря по март-апрель, весеннее половодье - с апреля-мая по июнь-июль, летне-осенняя межень - с июля по октябрь. Таким образом, свыше 70% рек могут использоваться для выработки электроэнергии с апреля (в случае обеспечения необходимой устойчивости конструкции) по октябрь. Необходимо отметить, что во многих случаях использование малых рек сопряжено с дополнительными трудностями в эксплуатации микроГЭС (таблица 1.18).

Таблица 1.18 — Особенности рек различного типа

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Ширина/глубина (м) | | | | Площадь водосбора (км2) | | | Преимущественное питание | | | |
|  | До 50 /до 2 | | До 100 /до 3 | До 1500 /до 15 | До 10 тыс | | Свыше 10 тыс | Снеговое | | Дождевое | Подземное |
| Рельеф местности |  | |  |  |  | |  |  | |  |  |
| Гористый |  | |  |  |  | | Неравномерное изменение скорости течения | Высокий паводковый уровень. Понижение уровня воды в летний период | | |  |
| Равнинный |  | |  |  | Падение скорости течения в летний период | | |  |  | |  |
| Географическое положение |  | |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Север края | Полное промерзание | | | Шуга подо льдом |  |  | |  |  | |  |
| Центральные районы |  |  | |  |  | |  |  | |  |
| Юг края |  |  | |  |  |  | |  |  | |  |
| Почвы |  |  | |  |  |  | |  |  | |  |
| Каменистые, песок, суглинок |  | Обилие почвенных частиц в воде | |  |  |  | |  |  | |  |

Предварительная общая оценка гидроресурсов региона позволяет сделать вывод о том, что распространение малой гидроэнергетики в данном случае является естественным процессом, который необходимо поддерживать и активизировать.

### 1.3.2 Факторы, определяющие возможность установки свободнопоточной погружной микроГЭС на выбранной реке

Развитие малой гидроэнергетики зависит от ряда моментов:

1. наличие в регионе гидроэнергетического потенциала,
2. сформированность системы централизованного энергоснабжения;
3. наличие соответствующего технико-технологического и производственного потенциала;
4. возможность внедрения конкретных объектов малой гидроэнергетики.

В исследовании рынка сбыта оценены такие моменты, как наличие гидроэнергетического потенциала и сформированность системы централизованного энергоснабжения в Красноярском крае, Алтайском крае, Республике Алтай. Наличие соответствующего технико-технологического и производственного потенциала выражается в наличии соответствующих разработок. В настоящее время имеются работающие образцы микроГЭС и подготовлены производственные мощности для организации их промышленного выпуска.

Возможность внедрения конкретных объектов малой гидроэнергетики определяется спецификой гидроресурсов (наличием рек, их гидрологическими особенностями), требованиями к объему производимой электроэнергии (наличием промышленных потребителей, количеством потребителей, плотностью их размещения на электрифицируемом участке), ландшафтными, экологическими особенностями региона (возможностью установки плотин, строительства отводных рукавов, наличием экзотических природных объектов в предполагаемой зоне затопления и т.д.).

Требования к объему производимой электроэнергии и соответствующая оценка рынка сбыта микроГЭС представлены в предыдущем разделе. В этом же разделе кратко охарактеризованы ландшафтные и экологические особенности рассматриваемого региона, которые могут способствовать преимущественному распространению свободнопоточных погружных микроГЭС в качестве автономных маломощных источников электроэнергии.

В настоящем разделе рассмотрены те гидрологические особенности рек, от которых зависит возможность их использования для производства электроэнергии при помощи разрабатываемой нами микроГЭС.

Определение гидрологических характеристик должно основываться на данных гидрометеорологических наблюдений, опубликованных в официальных документах по гидрометеорологии и контролю природной среды в области гидрологии, а при необходимости - на дополнительном учете данных инженерно-гидрометеорологических изысканий.

В качестве критерия при определении величины расчетной гидрологической характеристики принимается ежегодная вероятность превышения (обеспеченность) этой величины, устанавливаемая соответствующими нормативными документами.

Данные гидрометрических наблюдений следует подвергать проверке, включающей анализ полноты и надежности наблюдений за уровнями и расходами воды [31].

Для выполнения расчетов в соответствии с вышеуказанными требованиями, необходим значительный объем информации за многолетний период. Измерения и расчеты выполнены специалистами Среднесибирского УГМС.

Конструктивными особенностями микроГЭС обусловлены требования, которым должна удовлетворять река. При скорости течения от 1,8 м/с, глубине реки от 1,5 м, ширине участка заданной глубины от 10 м. спроектированная турбина обеспечивает не менее 10 кВт выходной мощности при напряжении трехфазного переменного тока 220/380В с частотой 50Гц. Чем выше скорость течения, тем больше выходная мощность. Максимальное значение для данной разработки – 30 кВт.

При скорости течения менее 1,8 м/с. выдаваемая мощность будет меньше проектной. На реке, глубина которой менее 1,5 м, а ширина – менее 10 м, могут возникнуть проблемы с работой турбины. Крупные механические частицы, рассеянные в воде, также могут затруднить работу микроГЭС. Серьезной и на данный момент не решенной проблемой являются большие колебания уровня воды, и также засорения, заторы, возникающие в период паводка.

Эксплуатация микроГЭС невозможна в следующих случаях:

1. если скорость течения менее 0,5 м/с;
2. в период ледостава, если расстояние от нижней кромки льда до дна меньше заданной глубины;
3. в летний период, если уровень воды падает ниже заданного значения;
4. в период ледостава на малых глубинах, если идет шуга подо льдом;
5. если вода насыщена крупными почвенными частицами;
6. в период паводка, при большой зоне затопления.

Таким образом, для оценки реки необходимо определение следующих параметров:

1. скорости течения в летний и зимний период;
2. глубины и ширины реки в летний и зимний период;
3. наличия крупных почвенных частиц в воде;
4. степени промерзания реки;
5. наличия шуги.

Данные гидрометеорологических наблюдений низкого качества при невозможности их уточнения исключаются из расчетного ряда наблюдений. В необходимых случаях должен выполняться пересчет стока воды за отдельные дни, месяцы, годы.

Основные измерения выполнены специалистами Среднесибирского УГМС. Среднесибирское межрегиональное территориальное управление Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Среднесибирское УГМС) предоставляет информацию о фактическом состоянии среды, режимно-справочную и прогностическую информацию на территории Красноярского края, включая Эвенкию и Таймыр, республик Хакассия и Тыва. Государственная наблюдательная сеть Среднесибирского УГМС осуществляет производство регулярных гидрометеорологических наблюдений за состоянием окружающей среды, ее загрязнением и включает, в том числе, 237 гидрологических (речных и озерных) наблюдательных подразделений на территории трех исследуемых субъектов сибирского региона [32].

К измеряемым гидрологическим параметрам в данном исследовании относятся:

1. скорость течения реки;
2. глубина и ширина русла на заданном участке;
3. объем водостока;
4. величина почвенных частиц в воде.

### 1.3.3 Результаты измерений

В основе решения об использовании тех или иных малых водотоков обычно лежат результаты многолетних наблюдений (мониторинга) за состоянием окружающей среды в данном районе. При этом очень важно, чтобы получаемая в процессе мониторинга информация включала все параметры, необходимые для разработки конкретной энергетической системы. Частично такую информацию содержат результаты метеорологических наблюдений [33].

При определении гидрологических характеристик необходимо применять следующие приемы расчетов:

1. при наличии данных гидрометрических наблюдений - непосредственно по этим данным;
2. при недостаточности данных гидрометрических наблюдений - приведением их к многолетнему периоду по данным рек-аналогов с более длительными рядами наблюдений;
3. при отсутствии данных гидрометрических наблюдений - по формулам с применением данных о реках-аналогах и картам, основанным на совокупности данных наблюдений всей сети гидрометрических станций и постов данного района или более обширной территории, включая материалы инженерно-гидрометеорологических изысканий [].

В качестве аналогов могут выступать реки, отвечающие следующим требованиям:

1. расположенные в этом же регионе,
2. сходные по площади водосбора,
3. сходные по рельефу местности расположения бассейна реки.

В результате исследования региональных рынков получен список рек, на которых расположены интересующие нас объекты – постоянные или временные населенные пункты (туристические базы, фактории, сезонные поселения различных типов) испытывающие потребность в электроэнергии, которая может быть удовлетворена за счет внедрения микроГЭС

По Красноярскому краю данные следующие (таблица 1.19).

Таблица 1.19 — Распределение рек по районам

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Группа районов | Количество выявленных неэлектрифицированных/недостаточно электрифицированных населенных пунктов | Реки |
| Северная | 103 | Турухан, Сым, Малый Кас, Безымянка, Кеть, Малая Белая, Кемь, Тэгэрэ, Подкаменка, Муторай, Чуня, Енашимо, Калами, Вангаш, Большой Пит, Куюмба, Тунгуска, Подкаменная Тунгуска, Большой Дубчес, Чиринда, Нижняя Тунгуска, Енисей |
| Западная | 8 | Чулым, Чиндат |
| Южная | 14 | Сереж, Кузурба, Чулым, Сютик, Казыр, Таят, Ус, Кантегир |
| Хакасия | 6 | Абакан, Чехан, Киргисуюлка, Сон |

Для туризма используются реки Ангара, Пясина, Нижняя Тунгуска, Подкаменная Тунгуска, Казыр, Кизир, Туба, Котуй, Таймыр, Кан, Оя, Сисим, Чулым, Хета, Мана.

На большинстве вышеперечисленных рек расположены наблюдательные пункты Среднесибирского УГМС (таблица 1.20)

Таблица 1.20 — Расположение пунктов наблюдения Среднесибирского УГМС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Река | Пункты (всего) | Пункты (расположены) |
| Бассейн Енисея | | |
| Енисей | 32 | Кызыл, Новый Шагонар, Никитино, Саяногорск, Шушенское, Подсинее, Красноярская ГЭС, Дивногорск, Базаиха, Красноярск, Атаманово, Павловщина, Предивинск, Казачинское, Стрелка, Енисейск, Назимово, Ярцево, Ворогово, Ос.Порог, Подкаменная Тунгуска, Бахта, Верхнеимбатск, Верещагино, Селиваниха, Курейка, Игарка, Липатниковский Перекат, Потапово, Дудинка, Караул, Байкалово |
| Ус | 2 | Арадан, Усть-Золотая |
| Кантегир | 1 | Кантегир |
| Оя | 1 | Ермаковское |
| Кебеж | 1 | Григорьевка |
| Абакан | 3 | Абаза, Райков, Абакан |
| Она | 1 | М.Анзас |
| Туба | 1 | Курагино |
| Казыр | 2 | Саянский заказник, Казыр |
| Кизир | 1 | Имисское |
| Тесь | 1 | Боград |
| Сон | 1 | Спиринская |
| Сисим | 1 | Березовая |
| Бирюса | 1 | Верхняя Бирюса |
| Мана | 2 | Кой, Манский |
| Кан | 4 | Кан-Оклер, Ирбейское, Канск, Усть-Кан |
| Белая |  | Бельское |
| Б.Пит | 2 | Брянка, Сухой Пит |
| Кас | 1 | Ал. Шлюз |
| М.Кас | 1 | Марьина Грива |
| Сым | 1 | Сым |
| Дубчес | 1 | Сандакчес |
| П.Тунгуска | 6 | Чемдальск, Ванавара, Усть-Камо, Байкит, Кузьмовка, Суломай |
| Чуня | 2 | Стрелка-Чуня, Муторай |
| Н.Тунгуска | 11 | Верхнекарелина, Подволошино, Непа, Преображенка, Ербогачен, Наканно, Кислокан, Тура, Учами, Ногинск, Б. Порог |
| Ерачимо | 1 | Б.Порог |
| Турухан | 1 | Янов Стан |

Продолжение таблицы 1.20

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Б.Хета | 1 | Тухарт |
| Безымянная | 1 | Гыдоямо |
| Пясина | 1 | Кресты Таймырские |
| Бассейн Оби | | |
| Чулым | 10 | Копьево, Балахта, Ершово, Казанка, Красный Завод, Назарово (верхний и нижний бьеф), Подсосное, Ачинск, Новобирилюссы |
| Сереж | 2 | Антропово, Корнилово |
| Большая Кеть | 1 | Комаровка |
| Бассейн Ангары | | |
| Ангара | 5 | Кежма, Богучаны, Каменка, Рыбное, Татарка |

Для расчета гидрологических параметров этих рек (таблица 1.6) имеются все необходимые данные, собранные с соблюдением требований государственных нормативов.

Пункты наблюдения отсутствуют на реках Кемь, Котуй, Калами, Вангаш, Чиринда, Тэгэре, Подкаменка, Куюмба, Тунгуска, Таят, Сютик, Кузурба, Киргисуюлка, Чиндат.

Оценка гидрологических параметров этих рек выполнена, в соответствии с рекомендациями СНиП, на основании анализа данных о реках – аналогах. При выборе рек-аналогов необходимо учитывать следующие условия:

1. возможную географическую близость расположения водосборов;
2. сходство климатических условий;
3. однородность условий формирования стока (однотипность почв (грунтов) и гидрогеологических условий, по возможности близкую степень озерности, залесенности, заболоченности и распаханности);
4. сравнимость площади водосбора (площади водосборов должны отличаться не более чем в 10 раз, а их средние высоты (для горных рек) - не более, чем на 300 м);
5. отсутствие факторов, существенно искажающих величину естественного речного стока (регулирование стока, сбросы, изъятие на орошение и другие нужды) [].

Результаты измерений следующие: большие реки края, такие как Енисей, Ангара, Нижняя Тунгуска, Подкаменная Тунгуска, Абакан, Пясина по своим характеристикам соответствуют тем нормативам, которые были определены выше. На этих реках микроГЭС может быть установлена. Такие параметры, как скорость воды, расход воды, глубина, характеристики ледостава соответствуют требуемым условиям эксплуатации изделия.

Анализ данных по малым рекам показал, что для установки и эксплуатации микроГЭС на севере края пригодны (таблица 1.7):

1. Средние и малые реки левой части бассейна Енисея, равнинные, площадью водосбора около 35 тыс. км2. К таким рекам относятся, например, Турухан, Сым. Особенностью этих рек является длительный (свыше 6 месяцев) период ледостава.
2. Средние и малые реки левобережья, таежные, с небольшим перепадом высот, площадью водосбора около 20 тыс. км2. К таким рекам относится, например, Большой Пит. Особенностью таких рек является значительное колебание уровня воды в половодье. При глубине в среднем около 2 м., ширине около 100 м., изменение уровня воды на 9 м. является достаточно большим.
3. Реки, расположенные в северо-восточной среднегорной части края, берущие свое начало в горах Путорана, площадью водосбора около 20 тыс. км2. К таким рекам относится, например, Ерачимо. Особенностью таких рек является обилие в воде частиц камня, песка. Это связано с особенностями формирования водного потока, а также со спецификой почвы и гидрогеологических условий.
4. Реки горно-таежного типа, с небольшой площадью водосбора (до 5 тыс. км2). К таким рекам относится, например, Кизир. Особенностью рек такого типа является значительное колебание уровня воды, соответственно – изменение глубины и береговой линии, - в период половодья, которое может происходить дважды за период весна-лето.
5. Реки, берущие начало в таежной зоне гор и предгорий высотой до 1200м над уровнем моря. Далее рельеф местности размещения русла приближается к равнинному. Площадь водосбора до 10 тыс. км2. К таким рекам относятся, например, Казыр, Сисим и т.д. Особенностью таких рек является высокий уровень насыщения воды частицами песка и камней. Это связано с особенностями почвы, а также с тем, что в бассейнах рек долгое время велась разработка полезных ископаемых.

Для установки и эксплуатации микроГЭС в центральной и южной частях края пригодны (таблица 1.21).

Река Ерачимо является перспективной, так как там активно развивается летний туризм, рыбалка, сплавы. Туристические стоянки малооборудованы. Автономные источники электроэнергии, экологичные и высокотехнологичные, будут дополнительным фактором, привлекающем на Ерачимо туристов из европейской части России [34, 35]. Река Турухан также представляет интерес в первую очередь с позиций энергообеспечения рыболовных туристических маршрутов. Кроме того, на этих реках расположено несколько населенных пунктов, нуждающихся в дополнительной электроэнергии. В зонах рек Большой Пит и Сым расположено большее количество населенных пунктов, не обеспеченных электроэнергией. Кроме того, на этой территории расположено много охотничьих пунктов, которые также нуждаются в автономных маломощных источниках электроэнергии.

Реки центральной и южной группы районов интересны в первую очередь потому, что являются средоточием разнообразных туристических маршрутов. Населенных пунктов, не обеспеченных электроэнергией, здесь слишком мало, для того чтобы их учитывать в настоящий момент.

Таблица 1.21 — Результаты выборочного измерения гидрологических параметров

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река, пункт | Скорость течения, м/с | | Расход воды, м3/с | | Глубина, м | | | Продолжительность ледостава, дней | Размер частицы, см |
| зима | лето | зима | лето | зима | лето | |
| Реки северной группы районов | | | | | | | | | |
| р.Ерачимо - факт.Бол.Порог | 0,60 | 1,6 | 25 | 500 | 3,5 | 7,0 | | 188 | 0,2-0,1 |
| р. Турухан - факт. Янов Стан | 0,3 | 0,8 | 8,8 | 200 | 2,0 | 3,0 | | 223 | - |
| р.Б.Пит - пос. Брянка | 0,7 | 1,0 | 15 | 150 | 1,7 | 2,5 | | 187 | - |
| р.Сым - с.Сым | 0,5 | 0,9 | 70 | 150 | 2,8 | 2,5 | | 192 | - |
| Реки центральной и южной группы районов | | | | | | | | | |
| р.Кизир - с.Имисское | 0,6 | 2,5 | 35 | 600 | 2,5 | 5,0 | 149 | | - |
| р. Кан - пос.Кан-Оклаер | 0,7 | 2,5 | 12 | 200 | 2,5 | 2,2 | 154 | | - |
| р.Казыр - м.ст. Казыр | 0,5 | 2,0 | 30 | 1500 | 8,0 | 6,0 | 167 | | - |
| р.Сисим - пос.Березовая | 0,6 | 2,0 | 10 | 150 | 2,0 | 2,5 | 182 | | 0,2-0,1 |
| р. Ус - д.Усть-Золотая | 0,4 | 1,8 | 11 | 130 | 1,4 | 1,9 | 155 | | - |
| р.Кантегир - м.ст. Кантегир | 1,2 | 1,7 | 10 | 100 | 1,2 | 1,7 | 118 | | - |

Основной интерес представляют большие и средние реки края, так как вблизи них сосредоточены и населенные пункты, и туристические объекты, и временные поселения, связанные с определенными видами деятельности (охота, рыболовство).

### 1.3.4 Результаты анализа энергетического потенциала районов края

При расчете валового и технического потенциала рек районов Красноярского края использованы стандартные методики расчета энергетики рек, основанные на расчете потенциальной энергии реки (пункт 1.1.3) в зависимости от перепада высот и секундного расхода воды в данном сечении реки. Технический энергопотенциал должен учесть все потери при преобразовании энергии потока во вращательное движение ротора электрогенератора и преобразование энергии электромагнитного поля генератора в электрическую энергию. Таким образом, общий коэффициент полезного действия (КПД) вычисляется путем сложения КПД турбины, КПД электрогенератора и КПД механической трансмиссии (1.4).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1.4) |

При коэффициенте полезного действия (КПД) турбины равном 0,75; КПД электрогенератора – 0, 85; КПД механической трансмиссии – 0, 95 получим общий КПД:

Этот показатель потерь и был использован при расчете технического энергопотенциала водных источников рек и района в целом.

#### 1.3.4.1 Абанский муниципальный район

Район находится в таёжной восточной части [Красноярского края](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9). Территория района — 9512 км². Территория района делится на лесостепную и таёжную зоны. С запада на восток район протянулся на 124 км, с севера на юг — на 120 км. На территории района — 16 муниципальных образований, 64 населённых пункта, в том числе 20 из них с населением менее 70 человек Абанский район является одним из наиболее крупных в крае производителей сельскохозяйственной продукции. Это земледельческий регион, специализирующийся на первичном производстве зерновых культур с их дальнейшей переработкой. Животноводство района специализируется на выращивании крупного рогатого скота и свиней.

Абанский район имеет большие запасы леса. Лесосырьевые ресурсы составляют 66,1 млн м³, из них 43,7 млн м³ — хвойные породы.

Промышленность района представлена лесопромышленным комплексом, пищевой и лёгкой промышленностью, угольной отраслью. В общем объёме доля лесной отрасли составляет 56,1 %, угольной — 16,7 %, лёгкой — 6,3 %, пищевой — 20,5 % [36].

На рисунке 1.4 приведено изображение района, а в таблице 1.22 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Абанcкий копия.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.4 – Гидроэнергетический потенциал Абанского района (в 1 см – 16 км) |

Таблица 1.22 — Характеристики рек Абанского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Абан | 1,60 | 1570,0 | 646,871 | 924,102 | 129,374 |
| Бирюса | 2,66 | 2455,0 | 3371,697 | 4816,710 | 674,339 |
| Почет | 1,70 | 452,0 | 310,388 | 443,412 | 62,078 |
| Панакачет | 1,70 | 452,0 | 310,388 | 443,412 | 62,078 |
| Усолка | 1,70 | 21,9 | 15,011 | 21,445 | 3,002 |
| Мелкие |  |  | 24,769 | 35,384 | 4,954 |
| Итого по району: | | | 4679,125 | 6684,464 | 935,825 |

#### 1.3.4.2 Ачинский мунипальный район

Ачинский район расположен на Западе центральной части земледельческой зоны Красноярского края. В состав района входят 42 населенных пункта, в которых проживают около 16 тысяч человек. Территория района расположена в долине реки [Чулыма](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%83%D0%BB%D1%8B%D0%BC_%28%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D0%BA_%D0%9E%D0%B1%D0%B8%29) и его притоков. Площадь территории 2534 км² [37].

На рисунке 1.5 приведено изображение района, а в таблице 1.23 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Ачинский копия.jpgЛегенда.jpg*** |
| Рисунок 1.5 – Гидроэнергетический потенциал Ачинского района (в 1 см – 15 км) |

Таблица 1.23 — Характеристики рек Ачинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 2,00 | 785,0 | 1078,119 | 1540,170 | 215,624 |
| Кирюшка | 1,60 | 110,1 | 37,810 | 54,014 | 7,562 |
| Бол. Улуй | 1,70 | 114,1 | 78,366 | 111,952 | 15,673 |
| Мелкие |  |  | 43,593 | 62,275 | 8,719 |
| Итого по району: | | | 1237,888 | 1768,411 | 247,578 |

#### 1.3.4.3 Балахтинский мунипальный район

Район находится в долинах рек [Енисей](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BD%D0%B8%D1%81%D0%B5%D0%B9) и [Чулым](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%83%D0%BB%D1%8B%D0%BC_%28%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D0%BA_%D0%9E%D0%B1%D0%B8%29). Площадь территории 10250 км². Площадь сельхозугодий — 3445 км²; земли лесного фонда 6061 км², водного — 657 км². По размерам территория района занимает 12 место в крае.

Центром муниципального образования «Балахтинский район» является поселок городского типа [Балахта](http://www.bankgorodov.ru/place/inform.php?id=172896) [38].

На рисунке 1.6 приведено изображение района, а в таблице 1.24 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Легенда.jpgC:\Users\KOSTIA\Desktop\Отчет 2013\Крты Федий\Балахтинский копия.jpg*** |
| Рисунок 1.6 – Гидроэнергетический потенциал Балахтинского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.24 — Характеристики рек Балахтинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 1,70 | 452,0 | 310,388 | 443,412 | 62,078 |
| Жура | 2,20 | 100,1 | 137,464 | 196,377 | 27,493 |
| Березовая | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Дербина | 2,50 | 1834,0 | 1259,422 | 1799,174 | 251,884 |
| Бюза | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Мелкие |  |  | 2,436 | 3,480 | 0,487 |
| Итого по району: | | | 1402,274 | 2003,249 | 280,455 |

#### 1.3.4.4 Березовский муниципальный район

Район пригородного типа примыкает непосредственно к [Красноярску](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA). Расположен на правобережье [Енисея](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BD%D0%B8%D1%81%D0%B5%D0%B9_%28%D1%80%D0%B5%D0%BA%D0%B0%29). Пересекается Транссибирской магистралью и Московским трактом. Все поселения связаны транспортным сообщением с [райцентром](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B5%D1%80%D1%91%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B0_%28%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%91%D0%BB%D0%BE%D0%BA,_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9%29) и [Красноярском](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA). Природа района исключительно разнообразна и живописна. В юго-западной части в отрогах Восточного Саяна расположен всемирно известный заповедник [«Столбы»](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%82%D0%BE%D0%BB%D0%B1%D1%8B_%28%D0%B7%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D0%B4%D0%BD%D0%B8%D0%BA%29). В районе расположена самая высокая вершина в окрестностях Красноярска — [Чёрная сопка](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%91%D1%80%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D0%BE%D0%BF%D0%BA%D0%B0). Широкая лесостепная долина Енисея ниже г. Красноярска изобилует сосновыми лесами (Есауловский бор). С севера подступает южная часть Енисейского кряжа с мелколиственными светлохвойными и темнохвойными лесами.

Площадь района — 4595 км², значительная часть занята производными вторичными березово-осиновыми лесами. Район находится в зоне индустриально-экономического воздействия Красноярска, и большая часть его земель требует особой охраны.

Значительная часть жителей работает на предприятиях Красноярска. С другой стороны, для жителей города Березовский район — территория массового дачного хозяйства [39].

На рисунке 1.7 приведено изображение района, а в таблице 1.25 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Легенда.jpgБерезовский копия.jpg*** |
| Рисунок 1.7 – Гидроэнергетический потенциал Березовского района (в 1 см – 16 км) |

Таблица 1.25 — Характеристики рек Березовского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Мана | 2,20 | 196,377 | 196,377 | 196,377 | 196,377 |
| Базаиха | 1,65 | 4,910 | 4,910 | 4,910 | 4,910 |
| Улдат | 1,80 | 2,109 | 2,109 | 2,109 | 2,109 |
| Мелкие |  | 3,480 | 3,480 | 3,480 | 3,480 |
| Итого по району: | | | 144,813 | 206,876 | 28,963 |

#### 1.3.4.5 Бирилюсский муниципальный район

Бирилюсский район образован в 1924 году. Районным центром Бирилюсского района является село Новобирилюссы. Общая площадь района составляет 11,8 тыс. кв. км. Протяженность района с запада на восток - 100 км, с севера на юг - 120 км. Граничит территория с Енисейским, Тюхтетским, Пировским, Большемуртинским, Емельяновским, Большеулуйским и Козульским районами. Промышленность района представлена пищевой, лесной и лесозаготовительной отраслями. Лесодобыча и лесопереработка является важным сектором экономики района, во многом формирующей налоговую базу и задающей "точки роста" территории [40].

На рисунке 1.8 приведено изображение района, а в таблице 1.26 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Легенда.jpgБирилюсский копия.jpg*** |
| Рисунок 1.8 – Гидроэнергетический потенциал Бирилюсского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.26 — Характеристики рек Бирилюсского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 2,00 | 785,0 | 269,530 | 385,043 | 53,906 |
| Мендель | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Кемчуг | 2,85 | 60,0 | 41,202 | 58,860 | 8,240 |
| Черная | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Мелкие |  |  | 2,436 | 3,480 | 0,487 |
| Итого по району: | | | 317,597 | 453,710 | 63,519 |

#### 1.3.4.6 Боготольский муниципальный район

Площадь территории — 2992 км². Население боготольского района составляет около 27 000 человек, из них 22 000 проживает в городе [Боготол](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BB_%28%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%29). Население Боготольского района, за исключением г. Боготола, на 01.01.2010 г. составляло 11 200 человек. С запада на восток район пересекают Транссибирская железнодорожная магистраль и автодорога федерального значения М-53 (Московский тракт) [41].

На рисунке 1.9 приведено изображение района, а в таблице 1.27 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Боготольский копия.jpgЛегенда.jpg*** |
| Рисунок 1.9 – Гидроэнергетический потенциал Боготольского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.27 — Характеристики рек Боготольского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 1,60 | 1301,0 | 893,397 | 1276,281 | 178,679 |
| Кирюшка | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Косуль | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Мелкие |  |  | 3,248 | 4,640 | 0,650 |
| Итого по району: | | | 899,598 | 1285,139 | 179,920 |

#### 1.3.4.7 Богучанский муниципальный район

Географически район расположен в северо-восточной части Красноярского края и относится к территориям, приравненным к Крайнему Северу. Территорию района с востока на запад пересекает река Ангара. Размер с юга на север 280 км.

Площадь территории 54000 км². По своим размерам район занимает 5 место в крае (после Эвенкийского, Таймырского, Туруханского и Енисейского). Общая площадь лесных земель района — 52,78 тыс. км², покрыто лесным массивом — 49 тыс. км².

Основные сооружения Богучанская ГЭС расположена на реке Ангара в Кодинском створе, в 444 км от устья реки, в таёжно-лесной зоне. В створе плотины Ангара течёт в широтном направлении, пересекая скальный массив, сложенный осадочными породами кембрия и ордовика, разорванными интрузией долеритов [42].

На рисунке 1.10 приведено изображение района, а в таблице 1.28 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgБогучанский копия.jpg |
| Рисунок 1.10 – Гидроэнергетический потенциал Богучанского района (в 1 см – 16 км) |

Таблица 1.28 — Характеристики рек Богучанского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Ангара | 2,50 | 3550,0 | 4875,570 | 6965,100 | 975,114 |
| Чадабец | 2,20 | 102,0 | 105,065 | 150,093 | 21,013 |
| Чуна | 1,65 | 1515,5 | 1561,041 | 2230,058 | 312,208 |
| Чегошага | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Иркинеева | 2,50 | 1834,0 | 2518,843 | 3598,347 | 503,769 |
| Карабула | 1,24 | 227,7 | 234,558 | 335,083 | 46,912 |
| Мелкие |  |  | 6,496 | 9,280 | 1,299 |
| Итого по району: | | | 9304,526 | 13292,180 | 1860,905 |

#### 1.3.4.8 Большемуртинский муниципальный район

Центром муниципального образования «Большемуртинский район» является поселок городского типа [Большая Мурта](http://www.bankgorodov.ru/place/inform.php?id=173081). Площадь территории — 6856 км².

На территории района — 12 муниципальных образований, из них два городских и десять сельских поселений, объединяющих 38 населённых пунктов.

Численность населения района — около 23 тысяч человек. Наиболее многочисленную часть представляют русские (81.3 %), второе место по численности занимают татары (4.8 %), третьи — чуваши (4.5 %), также проживают немцы (3.5 %), украинцы (1.8 %) и белорусы (0.6 %) [43].

На рисунке 1.11 приведено изображение района, а в таблице 1.29 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgБольшемуртинский копия.jpg |
| Рисунок 1.11 – Гидроэнергетический потенциал Большемуртинского района (в 1 см – 14 км) |

Таблица 1.29 — Характеристики рек Большемуртинскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Енисей | 1,80 | 3385,0 | 4648,959 | 6641,370 | 929,792 |
| Кемь | 1,65 | 5,0 | 3,437 | 4,910 | 0,687 |
| Малый Кемчуг | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Нижняя Подъемная | 1,26 | 213,7 | 220,070 | 314,386 | 44,014 |
| Мелкие |  |  | 3,248 | 4,640 | 0,650 |
| Итого по району: | | | 4877,191 | 6967,415 | 975,438 |

#### 1.3.4.9 Большеулуйский муниципальный район

Большеулуйский район расположен в центральной части Красноярского края к западу от г. Красноярска. Удаленность районного центра от г. Красноярска составляет 225 км. Протяжённость: с севера на юг- 59 км., с запада на восток – 86 км. Граничит на востоке – с Козульским, на юге с Ачинским, на западе – Тюхтетским и Боготольским, на севере с Бирилюсским районами.

Район расположен на равнине с незначительными абсолютными высотами (у устья реки Б-Улуй – 130 м над уровнем моря), которая представляет непосредственное продолжение Западно-Сибирской низменности.

Территория района занимает площадь в 270,7 тыс. га., в том числе сельхозугодий 88,6 тыс.га., земель лесного фонда 66,3 тыс.га., водного фонда и земель запаса 48,7 тыс.га.

Численность населения по состоянию составляет около 9 тыс. человек, которое проживает в сельской местности. Главная водная артерия – река Чулым, пересекает район с юга на север. Притоки Чулыма на территории района – реки Большой Улуй, Кумырка, Камчала и другие общей протяженностью 577 км сельской местности [44].

На рисунке 1.12 приведено изображение района, а в таблице 1.30 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgБольшеулуский копия.jpg |
| Рисунок 1.12 – Гидроэнергетический потенциал Большеулуйского района (в 1 см – 12 км) |

Таблица 1.30 — Характеристики рек Большеулуйского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 1786,793 | 1786,793 | 1786,793 | 2552,562 | 357,359 |
| Большой Улуй | 471,241 | 471,241 | 471,241 | 673,201 | 94,248 |
| Мелкие | 1036,730 | 1036,730 | 1036,730 | 1481,043 | 207,346 |
| Итого по району: | | | 3294,765 | 4706,807 | 658,953 |

#### 1.3.4.10 Дзержинский муниципальный район

Расположен в центральной части Красноярского края. Протяжённость района с севера на юг составляет 66 километров, с запада на восток — 103 километра. Расстояние до ближайшей железной станции (г. [Канск](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BA)) — 84 километра. Площадь района — 3610 км².

Численность населения района составляет около 15 тыс. человек. Основная отрасль специализации района - [сельское хозяйство](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D1%85%D0%BE%D0%B7%D1%8F%D0%B9%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE) [45].

На рисунке 1.13 приведено изображение района, а в таблице 1.31 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgДзерджинский копия.jpg |
| Рисунок 1.13 – Гидроэнергетический потенциал Дзержинского района(в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.31 — Характеристики рек Дзержинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Абан | 1,60 | 1570,0 | 646,871 | 924,102 | 129,374 |
| Быстрая | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Топол | 1,80 | 4,3 | 4,429 | 6,327 | 0,886 |
| Мелкие |  |  | 6,496 | 9,280 | 1,299 |
| Итого по району: | | | 660,750 | 943,928 | 132,150 |

#### 1.3.4.11 Емельяновский муниципальный район

Емельяновский район расположен в пригородной зоне, к западу от города [Красноярска](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA). Площадь территории — 7440 км².

Численность населения — около 45 тыс. человек. Летом к основному населению района добавляется примерно 100 тысяч дачников из Красноярска.

[Промышленность](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%88%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C) района представлена предприятиями сельского и лесного хозяйства, машиностроения [46].

На рисунке 1.14 приведено изображение района, а в таблице 1.32 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgЕмельяновский копия.jpg |
| Рисунок 1.14 – Гидроэнергетический потенциал Емельяновского района (в 1 см – 16 км) |

Таблица 1.32 — Характеристики рек Емельяновского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Большой Кемчуг | 2,85 | 60,0 | 82,404 | 117,720 | 16,481 |
| Малый Кемчуг | 2,30 | 41,0 | 28,155 | 40,221 | 5,631 |
| Куюк | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Кача | 1,80 | 4,3 | 1,476 | 2,109 | 0,295 |
| Мелкие |  |  | 1,594 | 2,277 | 0,319 |
| Итого по району: | | | 114,353 | 163,362 | 22,871 |

#### 1.3.4.12 Енисейский муниципальный район

Муниципальное образование Северо-Енисейский район наделен статусом муниципального района без наделения поселений, находящихся в границах территории района, статусом городского или сельского поселения. Численность населения — 27 011 человек.

[Промышленность](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%88%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C) района представлена предприятиями сельского, лесного и золотодобывающего хозяйств [47].

На рисунке 1.15 приведено изображение района, а в таблице 1.33 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgЕнисейский копия.jpg |
| Рисунок 1.15 – Гидроэнергетический потенциал Енисейского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.33 — Характеристики рек Енисейского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Тым | 2,30 | 250,0 | 343,350 | 490,500 | 68,670 |
| Кас | 2,50 | 53,5 | 73,477 | 104,967 | 14,695 |
| Кеть | 2,30 | 560,5 | 769,791 | 1099,701 | 153,958 |
| Большой Кас | 2,50 | 53,5 | 73,477 | 104,967 | 14,695 |
| Сочур | 2,30 | 250,0 | 343,350 | 490,500 | 68,670 |
| Мелкие |  |  | 161,649 | 230,927 | 32,330 |
| Итого по району: | | | 1765,094 | 2521,562 | 353,019 |

#### 1.3.4.13 Ермаковский муниципальный район

Ермаковский район расположен в южной части Красноярского края, в бассейне правых притоков реки [Енисей](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BD%D0%B8%D1%81%D0%B5%D0%B9) — рек Ус и Оя. Площадь района — 17,652 тыс. км², протяжённость с севера на юг — 185 км, с запада на восток — 205 км. Численность населения района — 20900 человек

Бо́льшая часть территории района расположена в центре Западно-Саянских гор. Высота над уровнем моря в северной части района колеблется от 200 до 400 метров. В южной части располагаются высокие горные хребты [Западных Саян](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%BF%D0%B0%D0%B4%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%A1%D0%B0%D1%8F%D0%BD) — Кулумыс, Ойский, Араданский, Куртушибинский, Ергаки, Мирской, Метугул-Тайга и другие. Их средняя высота 1000—1500 метров. Высшая точка района (ок. 2600 метров) находятся на левом берегу Енисея, на отрогах Осевого Саянского хребта.

Территория Ермаковского района почти не затронута хозяйственной деятельностью, здесь располагаются [Государственный природный биосферный заповедник «Саяно-Шушенский»](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%BE%D1%81%D1%83%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%B1%D0%B8%D0%BE%D1%81%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%B7%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D0%B4%D0%BD%D0%B8%D0%BA_%C2%AB%D0%A1%D0%B0%D1%8F%D0%BD%D0%BE-%D0%A8%D1%83%D1%88%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9%C2%BB), природный парк «Ергаки», который заслуженно называют жемчужиной Сибири [48].

На рисунке 1.16 приведено изображение района, а в таблице 1.34 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgЕрмаковский копия.jpg |
| Рисунок 1.16 – Гидроэнергетический потенциал Ермаковского района(в 1 см – 17 км) |

Таблица 1.34 — Характеристики рек Ермаковского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Казыр-Сук | 1125,698 | 1125,698 | 787,988 | 1125,698 | 1125,698 |
| Кебеж | 406,487 | 406,487 | 284,541 | 406,487 | 406,487 |
| Араданка | 45,219 | 45,219 | 31,653 | 45,219 | 45,219 |
| Ус | 714,266 | 714,266 | 499,986 | 714,266 | 714,266 |
| Оя | 519,454 | 519,454 | 363,618 | 519,454 | 519,454 |
| Оленья речка | 6,698 | 6,698 | 4,689 | 6,698 | 6,698 |
| Мелкие | 14,736 | 14,736 | 10,315 | 14,736 | 14,736 |
| Итого по району: | | | 1982,791 | 2832,559 | 396,558 |

#### 1.3.4.14 Идринский муниципальный район

Район расположен в южной части Красноярского края, в верховьях правых притоков Енисея — рек [Сисим](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B8%D1%81%D0%B8%D0%BC) и [Сыда](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%8B%D0%B4%D0%B0). Площадь района — 6070 км².

Численность населения района около 15 тыс. человек. [Промышленность](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%88%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C) района представлена предприятиями сельского и лесного хозяйств [49].

На рисунке 1.17 приведено изображение района, а в таблице 1.35 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgИдринский копия.jpg |
| Рисунок 1.17 – Гидроэнергетический потенциал Идринского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.35 — Характеристики рек Идринского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Сыда | 1,76 | 179,9 | 370,530 | 529,328 | 74,106 |
| Сисим | 2,50 | 37,0 | 50,816 | 72,594 | 10,163 |
| Телек | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Хабык | 1,56 | 44,1 | 30,263 | 43,233 | 6,053 |
| Мелкие |  |  | 6,496 | 9,280 | 1,299 |
| Итого по району: | | | 461,057 | 658,653 | 92,211 |

#### 1.3.4.15 Иланский муниципальный район

Район расположен в восточной части Красноярского края, площадь района — 3780 км². Численность населения района составляет около 27 тыс. человек. Крупнейшие предприятия: Иланский завод железобетонных конструкций, Росляковский ЛПХ, Лесхоз «Иланский», Новониколаевский ЛПХ.

Через территорию района проходят федеральная трасса М53 [«Байкал»](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B0%D0%B9%D0%BA%D0%B0%D0%BB_%28%D0%B0%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%B0%29) и [Транссибирская магистраль](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B1%D0%B8%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BC%D0%B0%D0%B3%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BB%D1%8C). Станция Иланская — узловая станция на Транссибе между Красноярском и Тайшетом (4376 км от Москвы) [50].

На рисунке 1.18 приведено изображение района, а в таблице 1.36 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Иланский копия.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.18 – Гидроэнергетический потенциал Иланского района(в 1 см – 15 км) |

Таблица 1.36 — Характеристики рек Иланского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Пойма | 1,92 | 88,3 | 90,907 | 129,867 | 18,181 |
| Мона | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Мелкие |  |  | 1,594 | 2,277 | 0,319 |
| Итого по району: | | | 93,225 | 133,179 | 18,645 |

#### 1.3.4.16 Ирбейский муниципальный район

[Муниципальный район](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D1%83%D0%BD%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%BF%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD) в юго-восточной части [Красноярского края](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9). Объединяет 18 сельских администраций, в составе которых 49 насёленных пунктов. Численность населения около 18 тыс. человек. [Промышленность](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%88%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C) района представлена предприятиями сельского и лесного хозяйств [51].

На рисунке 1.19 приведено изображение района, а в таблице 1.37 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgИрбейский копия.jpg |
| Рисунок 1.19 – Гидроэнергетический потенциал Ирбейского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.37 — Характеристики рек Ирбейского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Агул | 2.0 | 258,5 | 710,048 | 1014,354 | 142,010 |
| Кунгус | 1,80 | 77,3 | 106,095 | 151,565 | 21,219 |
| Тайба | 1,70 | 21,9 | 15,011 | 21,445 | 3,002 |
| Кан | 1,65 | 405,1 | 278,182 | 397,403 | 55,636 |
| Кельча | 1,56 | 44,1 | 15,131 | 21,616 | 3,026 |
| Мелкие |  |  | 33,025 | 47,178 | 6,605 |
| Итого по району: | | | 1157,493 | 1653,561 | 231,499 |

#### 1.3.4.17 Казачинский муниципальный район

Район находится в центральной части Красноярского края, в 160–230 км к северу от г. Красноярска и в 110–130 км от города Енисейска. Площадь территории — 5755 км².

Расположен на левом берегу реки Енисей. Возле села Казачинского (233–240 км от Красноярска) находится один из самых труднопроходимых участков на Енисее — Казачинский порог.

Численность населения — 13,5 тыс. человек, в основном русские, также проживают татары (9,6 %) и чуваши (9 % населения).

Экономика района специализирована на сельском хозяйстве и лесозаготовке. Крупнейшие предприятия: сельхозартель колхоз «Искра», Казачинское районное потребительское общество, колхоз «Казачинский», АООТ «Холодок», Казачинский лесхоз [52].

На рисунке 1.20 приведено изображение района, а в таблице 1.38 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgКазачинский копия.jpg |
| Рисунок 1.20 – Гидроэнергетический потенциал Казачинского района(в 1 см – 17 км) |

Таблица 1.38 — Характеристики рек Казачинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Б.Сполошная | 1,75 | 521,4 | 358,049 | 511,498 | 71,610 |
| Шилка | 1,75 | 521,4 | 358,049 | 511,498 | 71,610 |
| Ягодкина | 2,40 | 158,0 | 162,753 | 232,504 | 32,551 |
| Мелкие |  |  | 276,680 | 395,257 | 55,336 |
| Итого по району: | | | 1155,531 | 1650,758 | 231,106 |

#### 1.3.4.18 Канский муниципальный район

Муниципальный район расположен в восточной части Красноярского края. Канский район расположен по правому берегу Енисея в лесостепной зоне Канско-Рыбинской котловины, в предгорьях Енисейского кряжа и Восточного Саяна. Наиболее крупные реки: Кан, Иланка и Большой Караган. Площадь территории 4246 км². Численность населения района — около 27,3 тысяч человек (без города Канск).

Основные канские предприятия специализируются в сфере машиностроения и металлообработки, пищевой промышленности, строительных материалов и электроэнергетики [53].

На рисунке 1.21 приведено изображение района, а в таблице 1.39 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgКанский копия.jpg |
| Рисунок 1.21 – Гидроэнергетический потенциал Канского района(в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.39 — Характеристики рек Канскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кан | 2,50 | 106,0 | 145,580 | 207,972 | 29,116 |
| Большой Ологаш | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Казачья | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Малый Курыш | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Большая Уря (Малая Уря) | 2,40 | 158,0 | 162,753 | 232,504 | 32,551 |
| Мелкие |  |  | 1,232 | 1,759 | 0,246 |
| Итого по району: | | | 313,967 | 448,524 | 62,793 |

#### 1.3.4.19 Каратузский муниципальный район

Каратузский район расположен в юго-восточной части Минусинской котловины в отрогах гор Восточные Саяны, в бассейне реки Амыл, образующей при слиянии с рекой Казыр реку Туба, впадающую в Енисей. Площадь района — 10,236 тыс. км².

Численность населения района — 17890 человек. Основная отрасль специализации района — сельское хозяйство.

Рельеф преимущественно увалисто-равнинный, расчленённый долинами. Высота от 200—300 до 700 м. Отдельные низкогорные массивы сложены сланцами, песчаниками, конгломератами, мергелями, известняками, а также туфами, порфиритами и сиенитами палеозойского возраста, которые на более низких участках перекрыты суглинками, лёссами и супесями [54].

На рисунке 1.22 приведено изображение района, а в таблице 1.40 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Каратузский копия.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.22 – Гидроэнергетический потенциал Каратузского района (в 1 см – 14 км) |

Таблица 1.40 — Характеристики рек Каратузскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Шадат | 2,00 | 336,6 | 462,286 | 660,409 | 92,457 |
| Амыл | 3,13 | 1237,0 | 1698,896 | 2426,994 | 339,779 |
| Копь | 1,65 | 144,8 | 198,855 | 284,078 | 39,771 |
| Семиречка | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Бесь | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Амыл | 2,85 | 1804,0 | 2477,614 | 3539,448 | 495,523 |
| Мелкие |  |  | 5,020 | 7,171 | 1,004 |
| Итого по району: | | | 4848,576 | 6926,537 | 969,715 |

#### 1.3.4.20 Кежемский муниципальный район

Район расположен на востоке центральной части Красноярского края. Площадь территории — 34541 км². Численность населения района составляет около 25 тыс. человек. Сельское хозяйство — отсутствует. Основная отрасль специализации района лесопереработка, лесозаготовка [55].

На рисунке 1.23 приведено изображение района, а в таблице 1.41 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgКежемский копия.jpg |
| Рисунок 1.23 – Гидроэнергетический потенциал Кежемского района (в 1 см – 15 км) |

Таблица 1.41 — Характеристики рек Кежемскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Мура | 1,33 | 281,6 | 386,715 | 552,450 | 77,343 |
| Чадабец | 2,20 | 102,0 | 140,087 | 200,124 | 28,017 |
| Кутарей | 1,80 | 4,3 | 2,953 | 4,218 | 0,591 |
| Мелкие |  |  | 5,020 | 7,171 | 1,004 |
| Итого по району | | | 534,774 | 763,964 | 106,955 |

#### 1.3.4.22 Козульский муниципальный район

Площадь территории 5305 км². Численность населения района — около 18,9 тысяч человек. На территории района — 7 муниципальных образований, объединяющих 31 населённый пункт. Основная отрасль специализации района лесопереработка, лесозаготовка [56].

На рисунке 1.24 приведено изображение района, а в таблице 1.43 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgКозульский копия.jpg |
| Рисунок 1.24 – Гидроэнергетический потенциал Козульского района(в 1 см – 16 км) |

Таблица 1.43 — Характеристики рек Козульскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Никишкина | 2,85 | 60,0 | 82,404 | 117,720 | 16,481 |
| Большой Кемчуг | 2,85 | 60,0 | 82,404 | 117,720 | 16,481 |
| Большой Кайдат | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Мелкие |  |  | 1,232 | 1,759 | 0,246 |
| Итого по району: | | | 166,764 | 238,234 | 33,353 |

#### 1.3.4.21 Краснотуранский муниципальный район

Краснотуранский район расположен в южной части Красноярского края на правом берегу реки Енисей. Площадь территории района — 3462 км².

Численность населения района — около 16,8 тысяч человек. На территории района — 9 муниципальных образований, объединяющих 25 населённых пунктов [57].

На рисунке 1.25 приведено изображение района, а в таблице 1.42 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgКраснотуранский копия.jpg |
| Рисунок 1.25 – Гидроэнергетический потенциал Краснотуранского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.42 — Характеристики рек Краснотуранского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Уза | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Тюльга | 1,50 | 2,1 | 0,724 | 1,035 | 0,145 |
| Мелкие |  |  | 1,232 | 1,759 | 0,246 |
| Итого по району: | | | 2,681 | 3,829 | 0,536 |

#### 1.3.4.23 Курагинский муниципальный район

Курагинский район - крупнейший район на юге Красноярского края, занимает площадь 24073 км². Численность населения района — 51758 человек. Административно в Курагинский район входят поселки городского типа Курагино, Краснокаменск, БольшаяИрба, Кошурниково, Чибижек, город районного подчинения Артемовск, и 62 сельских населенных пункта. **Основа экономики района – добывающая отрасль промышленности и сельское хозяйство [58].**

На рисунке 1.26 приведено изображение района, а в таблице 1.44 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Курагинский копия.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.26 – Гидроэнергетический потенциал Курагинского района (в 1 см – 18 км) |

Таблица 1.44 — Характеристики рек Курагинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Туба | 1,50 | 6455,0 | 11081,621 | 15830,888 | 2216,324 |
| Казыр | 2,00 | 765,0 | 1313,314 | 1876,163 | 262,663 |
| Кизир | 2,50 | 317,5 | 1744,218 | 2491,740 | 348,844 |
| Сисим | 2,00 | 80,0 | 521,892 | 745,560 | 104,378 |
| Мелкие |  |  | 887,216 | 1267,452 | 177,443 |
| Итого по району: | | | 15548,261 | 22211,802 | 3109,652 |

#### 1.3.4.24 Манский муниципальный район

Муниципальный район расположен в центральной части Красноярского края Российской Федерации. Административный центр — село Шалинское.

Протяжённость района с севера на юг 197 км. Площадь района 5,976 тыс. км². По территории района протекает река Мана, давшая название всему району.

На территории района 11 муниципальных образований.

Основные отрасли экономики района — сельское хозяйство, в промышленности — лесозаготовка.

Северную часть района пересекают федеральная автодорога М53 «Байкал» и Транссибирская железнодорожная магистраль. Главной внутрирайонной автодорогой является трасса Кускун — Нарва — Минусинск, отходящая от трассы М53 и пересекающая район с севера на юг. Вдоль юго-восточной границы района, на некоторых участках его территории, проходит трасса железной дороги Абакан — Тайшет [59].

На рисунке 1.27 приведено изображение района, а в таблице 1.45 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgМанский.jpg |
| Рисунок 1.27 – Гидроэнергетический потенциал Манского района (в 1 см – 11,5 км) |

Таблица 1.45 — Характеристики рек Манскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кувай | 1,50 | 6455,0 | 580,262 | 828,945 | 116,052 |
| Колба | 2,00 | 765,0 | 544,210 | 777,443 | 108,842 |
| Базаиха | 2,50 | 317,5 | 585,412 | 836,303 | 117,082 |
| Мелкие |  |  | 925,157 | 1321,653 | 185,031 |
| Итого по району: | | | 2635,041 | 3764,344 | 527,008 |

#### 1.3.4.25 Минусинский муниципальный район

Административный центр района — город Минусинск (самостоятельное муниципальное образование).

Район является одним из туристических центров Красноярского края.

Минусинский район расположен в южной части Красноярского края, на правом берегу реки Енисей, в центральной части Минусинской котловины. Площадь территории 3185 км².

На территории района расположены известное как лечебное озеро Тагарское, озёра Большой и Малый Кызыкуль, несколько более мелких озёр. По территории района протекают реки Туба, Лугавка, Тесинка, Минусинка. Численность населения района — 26146 человек. На территории района — 13 муниципальных образований

Основная отрасль специализации района — сельское хозяйство.

Через территорию района проходит трасса федерального значения М54 «Енисей», а также железная дорога «Абакан—Тайшет». Помимо железнодорожной станции Минусинск на территории района расположены станции Крупская и Жерлык [60].

На рисунке 1.28 приведено изображение района, а в таблице 1.46 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Минусински.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.28 – Гидроэнергетический потенциал Минусинского района (в 1 см – 13 км) |

Таблица 1.46 — Характеристики рек Минусинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Лугавка | 1,15 | 50 | 103,520 | 147,886 | 20,704 |
| Иня | 1,30 | 60 | 103,348 | 147,641 | 20,670 |
| Мелкие |  |  | 175,692 | 250,989 | 35,138 |
| Итого по району: | | | 382,561 | 546,515 | 76,512 |

#### 1.3.4.26 Мотыгинский муниципальный район

Административный центр района — посёлок Мотыгино, в 550 км к северо-востоку от Красноярска.

Район находится в долине реки Ангара и её притоков. Значительную часть площади занимают леса. Площадь территории района — 19000 км².

Численность населения района — 18100 человек.

На территории района — 11 муниципальных образований.

В районе производится добыча россыпного золота. Работает горно-обогатительный комбинат, на котором идет изготовление концентрата.

В район ходят автобусы с автовокзала в Красноярске. Действует паромная переправа. Осенью и весной можно перемещаться самолётом [61].

На рисунке 1.29 приведено изображение района, а в таблице 1.47 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgМотыгинский.jpg |
| Рисунок 1.29 – Гидроэнергетический потенциал Мотыгинского района (в 1 см – 15 км) |

Таблица 1.47 — Характеристики рек Мотыгинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Татарка | 1,65 | 3175 | 6540,818 | 9344,025 | 1308,164 |
| Тасеева (Машуковка) | 1,94 | 4537 | 6230,429 | 8900,613 | 1246,086 |
| Большая Мурожная | 1,50 | 2605 | 3577,707 | 5111,010 | 715,541 |
| Мелкие |  |  | 6082,102 | 8688,717 | 1216,420 |
| Итого по району: | | | 22431,056 | 32044,365 | 4486,211 |

#### 1.3.4.27 Назаровский муниципальный район

Административный центр района — город Назарово (в состав района не входит).

Площадь территории района — 4230 км².

Численность населения — 23749 человек (без города Назарово).

На территории района — 10 муниципальных образований.

Назаровский район — лидер сельскохозяйственных районов Красноярского края. По производству продукции он занимает первое место в крае. Природно-климатические условия позволяют развивать аграрный сектор и производить достаточное количество продукции для обеспечения нужд района и вывоза за его пределы.

Помимо земли, хозяйств с их сельскохозяйственным производством, на территории района есть залежи полезных ископаемых. Прежде всего, это уголь и цеолиты. С их разработкой связано экономическое развитие района [62].

На рисунке 1.30 приведено изображение района, а в таблице 1.48 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Назаровский.jpgЛегенда.jpg*** |
| Рисунок 1.30 – Гидроэнергетический потенциал Назаровского района (в 1 см – 12 км) |

Таблица 1.48 — Характеристики рек Назаровского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Сереж | 1,00 | 264 | 452,364 | 646,234 | 90,473 |
| Кибитень | 1,80 | 3955 | 4073,848 | 5819,783 | 814,770 |
| Мелкие |  |  | 769,018 | 1098,597 | 153,804 |
| Итого по району: | | | 5295,230 | 7564,614 | 1059,046 |

#### 1.3.4.28 Нижнеингашский муниципальный район

Административный центр — посёлок городского типа Нижний Ингаш, удалённость от Красноярска — 310 км

Площадь территории — 6143 км².

Численность населения — 36 274 человек.

На территории района — 16 муниципальных образований [63].

На рисунке 1.31 приведено изображение района, а в таблице 1.49 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgНижнеингашский.jpg |
| Рисунок 1.31 – Гидроэнергетический потенциал Нижнеингашского района (в 1 см – 11,5 км) |

Таблица 1.49 — Характеристики рек Нижнеингашского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Пойма | 1,39 | 225 | 231,761 | 331,088 | 46,352 |
| Тины | 1,50 | 353 | 606,013 | 865,733 | 121,203 |
| Атагаш | 1,40 | 35 | 48,138 | 68,768 | 9,628 |
| Решеты | 1,10 | 42 | 72,104 | 103,005 | 14,421 |
| Мелкие |  |  | 81,834 | 116,906 | 16,367 |
| Итого по району: | | | 1039,849 | 1485,499 | 207,970 |

#### 1.3.4.29 Новоселовский муниципальный район

Административный центр района — село Новосёлово. Новосёловский район расположен на юго-западе Красноярского края на границе с республикой Хакасия. Территория, занимаемая районом — 3880,066 км² и имеет довольно округлые очертания, протягиваясь с севера на юг на 80 километров и с запада на восток на 100 километров.

Численность население района — 14872 человека, всё население сельское.

Географическое положение района повлияло на развитие хозяйства. Наличие благоприятных агроклиматических и земельных ресурсов, обширных пастбищ определило специализацию экономики — земледелие и животноводство. Новосёловский район — район сельскохозяйственный. Кроме того, лесные богатства правобережной части дают возможность для развития лесной промышленности [64].

На рисунке 1.32 приведено изображение района, а в таблице 1.50 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Новоселовский.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.32 – Гидроэнергетический потенциал Новоселовского района (в 1 см – 11 км) |

Таблица 1.50 — Характеристики рек Новоселовского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Чулым | 2,00 | 2770 | 2853,239 | 4076,055 | 570,648 |
| Мелкие |  |  | 122,576 | 175,109 | 24,515 |
| Итого по району: | | | 4169,601 | 5956,573 | 833,920 |

#### 1.3.4.30 Партизанский муниципальный район

Административный центр района — село Партизанское, в 168 км к востоку от Красноярска. Площадь территории района — 4959 км². Численность населения района — около 11277 человек. На территории района — 9 муниципальных образований, объединяющих 32 населённых пункта [65].

На рисунке 1.33 приведено изображение района, а в таблице 1.51 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Партизанский.jpg***Легенда.jpg*** |
| Рисунок 1.33 – Гидроэнергетический потенциал Партизанского района (в 1 см – 11,5 км) |

Таблица 1.51 — Характеристики рек Партизанского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Мана (Кой) | 2,20 | 190 | 782,838 | 1118,340 | 156,568 |
| Мина | 2,30 | 225 | 772,538 | 1103,625 | 154,508 |
| Мелкие |  |  | 1313,314 | 1876,163 | 262,663 |
| Итого по району: | | | 2868,689 | 4098,128 | 573,738 |

#### 1.3.4.31 Пировский муниципальный район

Административный центр района — село Пировское. Находится в северо-западной части центрального региона Красноярского края, в 265 километрах к северу от Красноярска и в 110 километрах к югу от Енисейска. Площадь территории — 6242 км².

Численность населения района — 8 667 человек. Преобладают русские, значительная часть населения - татары, проживающие в 20 татарских деревнях района.

На территории района — 10 муниципальных образований.

Основные направления экономической деятельности: сельское хозяйство и лесозаготовки [66].

На рисунке 1.34 приведено изображение района, а в таблице 1.52 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgПировский.jpg |
| Рисунок 1.34 – Гидроэнергетический потенциал Пировского района (в 1 см – 11,5 км) |

Таблица 1.52 — Характеристики рек Пировского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Малая Кеть | 1,75 | 176 | 180,774 | 258,248 | 36,155 |
| Кемь | 1,60 | 150 | 154,971 | 221,387 | 30,994 |
| Белая | 1,50 | 133 | 91,331 | 130,473 | 18,266 |
| Мелкие |  |  | 155,263 | 221,804 | 31,053 |
| Итого по району: | | | 582,339 | 831,913 | 116,468 |

#### 1.3.4.32 Рыбинский муниципальный район

Административный центр района — город Заозёрный, в 130 км к востоку от Красноярска. Площадь территории — 3651 км².Численность населения района — около 35000 человек. На территории района – 17 муниципальных образований [67].

На рисунке 1.35 приведено изображение района, а в таблице 1.53 – результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgРыбинский.jpg |
| Рисунок 1.35 – Гидроэнергетический потенциал Рыбинского района (в 1 см – 11 км) |

Таблица 1.53 — Характеристики рек Рыбинского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кан | 1,80 | 1590 | 1637,780 | 2339,685 | 327,556 |
| Рыбная | 1,30 | 276 | 284,294 | 406,134 | 56,859 |
| Барга | 1,70 | 377 | 517,085 | 738,693 | 103,417 |
| Мелкие |  |  | 483,299 | 690,428 | 96,660 |
| Итого по району: | | | 2922,458 | 4174,940 | 584,492 |

#### 1.3.4.33 Саянский муниципальный район

Административный центр района — село Агинское, в 217 км к юго-востоку от Красноярска.

Площадь территории — 8031 км².

Численность населения района — 12 489 человек.

На территории района — 14 муниципальных образований [68].

На рисунке 1.36 приведено изображение района, а в таблице 1.54– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgСаянский.jpg |
| Рисунок 1.36 – Гидроэнергетический потенциал Саянского района (в 1 см – 11 км) |

Таблица 1.54 — Характеристики рек Саянского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кан | 2,50 | 106 | 436,741 | 623,916 | 87,348 |
| Кирель | 2,30 | 225 | 849,791 | 1213,988 | 169,958 |
| Анжа | 2,50 | 348 | 1431,770 | 2045,385 | 286,354 |
| Мелкие |  |  | 742,460 | 1060,657 | 148,492 |
| Итого по району: | | | 3460,762 | 4943,946 | 692,152 |

#### 1.3.4.34 Сухобузимский муниципальный район

Свое название район получил от райцентра — села Сухобузимское (4,6 тыс. жителей), расположенного в 70 км к северу от краевого центра — города Красноярска.

Территория Сухобузимского района расположена в центральной части Красноярского края. Протяжённость 140 км с запада на восток и почти 100 км с севера на юг.

Общая площадь территории 561 260 га (5 613 км²). Лесостепной ландшафт западной части переходит в таежный массив на правой стороне реки Енисей.

Численность населения района — 23 445 человек.

На территории района — 9 муниципальных образований. 36 сельских населенных пунктов. Район традиционно развивается как сельскохозяйственный. Под сельскохозяйственные угодья пригодны 143 337 га, из них 96 598 га пашни, 41 261 га кормовых угодий (пастбища и сенокосы) [69].

На рисунке 1.37 приведено изображение района, а в таблице 1.55– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgСухобузимский.jpg |
| Рисунок 1.37 – Гидроэнергетический потенциал Сухобузимского района (в 1 см – 12,5 км) |

Таблица 1.55 — Характеристики рек Сухобузимского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кан | 1,85 | 1700 | 2334,780 | 3335,400 | 466,956 |
| Больш. Веснина | 1,50 | 203 | 348,500 | 497,858 | 69,700 |
| Бузим | 1,45 | 195 | 201,323 | 287,605 | 40,265 |
| Мелкие |  |  | 342,250 | 488,928 | 68,450 |
| Итого по району: | | | 3226,853 | 4609,790 | 645,371 |

#### 1.3.4.35 Тасеевский муниципальный район

Административный центр — село Тасеево, в 340 км к северо-востоку от Красноярска. Площадь территории — 9923 км². Численность населения района — 15164 человек. На территории района — 8 муниципальных образований [70].

На рисунке 1.38 приведено изображение района, а в таблице 1.56– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Легенда.jpg***Тасеевский.jpg |
| Рисунок 1.38 – Гидроэнергетический потенциал Тасеевского района (в 1 см – 13,5 км) |

Таблица 1.56 — Характеристики рек Тасеевскогорайона

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Усолка | 0,93 | 286 | 294,594 | 420,849 | 58,919 |
| Ягодкина | 1,30 | 443 | 607,730 | 868,185 | 121,546 |
| Бирюса | 1,10 | 328 | 337,856 | 482,652 | 67,571 |
| Абан | 1,00 | 303 | 311,590 | 445,129 | 62,318 |
| Мелкие |  |  | 500,810 | 715,443 | 100,162 |
| Итого по району: | | | 2052,581 | 2932,258 | 410,516 |

#### 1.3.4.36 Тюхтетский муниципальный район

Административный центр — село Тюхтет, в 294 км к западу от Красноярска.

Площадь территории 9339 км². Численность населения района — 8749 человек.

На территории района 10 муниципальных образований. Связь с краевым центром осуществляется по автодороге федерального значения «Байкал» (маршрут М-53). Ближайшая железнодорожная станция в г. Боготол расположена на расстоянии 40 км от районного центра. Всего в районе 248 км дорог, из которых 223 км дорог общего пользования и 25 км межпоселенческих [71].

На рисунке 1.39 приведено изображение района, а в таблице 1.57– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Тюхтетский.jpgЛегенда.jpg*** |
| Рисунок 1.39 – Гидроэнергетический потенциал Тюхтетского района (в 1 см – 11,5 км) |

Таблица 1.57 — Характеристики рек Тюхтетского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Четь | 1,00 | 308 | 317,255 | 453,222 | 63,451 |
| Чулым | 1,50 | 3268 | 3365,688 | 4808,126 | 673,138 |
| Кандат | 1,40 | 252 | 259,058 | 370,082 | 51,812 |
| Мелкие |  |  | 440,398 | 629,140 | 88,080 |
| Итого по району: | | | 4382,399 | 6260,570 | 876,480 |

#### 1.3.4.37 Ужурский муниципальный район

Административный центр — город Ужур, в 338 км к юго-западу от Красноярска.

Площадь территории — 4226 км².

Численность населения района — около 33360 человек.

На территории района — 13 муниципальных образований.

В экономике района представлено в основном сельское хозяйство - выращивание зерновых и мясомолочное животноводство [72].

На рисунке 1.40 приведено изображение района, а в таблице 1.58– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| ***Легенда.jpg***Ужурский.jpg |
| Рисунок 1.40 – Гидроэнергетический потенциал Ужурского района (в 1 см – 11 км) |

Таблица 1.58 — Характеристики рек Ужурского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Сереж | 1,30 | 324 | 333,221 | 476,030 | 66,644 |
| Мелкие |  |  |  |  |  |
| Итого по району: | | |  |  |  |

#### 1.3.4.38 Уярский муниципальный район

Административный центр — город Уяр, в 132 км к востоку от Красноярска.

Площадь территории района — 2197 км². Численность населения района — 22607 человек. На территории района 10 муниципальных образований. Громадский щебеночный завод, Уярский железобетонный комбинат, Уярский мясокомбинат [73].

На рисунке 1.41 приведено изображение района, а в таблице 1.59– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgУярский.jpg |
| Рисунок 1.41 – Гидроэнергетический потенциал Уярского района (в 1 см – 13,5 км) |

Таблица 1.59 — Характеристики рек Уярского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Рыбная | 1,21 | 162 | 278,114 | 397,305 | 55,623 |
| Мелкие |  |  |  |  |  |
| Итого по району: | | |  |  |  |

#### 1.3.4.39 Шарыповский муниципальный район

Административный центр — город Шарыпово (в состав района не входит).

Протяженность района с юга на север составляет 110 километров, с востока на запад — 75 километров. Площадь территории — 3764 км². Численность населения — 18 051 человек. Всё население проживает в сельских условиях. Всего насчитывается 39 сельских населённых пунктов. На территории района — 7 муниципальных образований. В экономике района представлено в основном сельское хозяйство (выращивание зерновых и мясомолочное животноводство [74].

Район является значительным элементом топливно-энергетического комплекса края — здесь действует крупное угледобывающее предприятие ОАО «Разрез Березовский-1» (4,9 млн т/год), являющееся поставщиком топлива на Берёзовскую ГРЭС.

На рисунке 1.42 приведено изображение района, а в таблице 1.60– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Легенда.jpgШарыповский.jpg |
| Рисунок 1.42 – Гидроэнергетический потенциал Шарыповского района  (в 1 см – 10 км) |

Таблица 1.60 — Характеристики рек Шарыповского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Береш | 1,20 | 50 | 120,413 | 172,018 | 24,083 |
| Мелкие |  |  |  |  |  |
| Итого по району: | | |  |  |  |

#### 1.3.4.40 Шушенский муниципальный район

Административный центр — посёлок Шушенское, в 500 км к югу от Красноярска. Площадь территории — 10140 км². Численность населения района — 35 539 человек. На территории района — 8 муниципальных образований [75].

На рисунке 1.43 приведено изображение района, а в таблице 1.61– результаты вычисления энергетических потенциалов рек района и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Шушенский.jpgЛегенда.jpg |
| Рисунок 1.43 – Гидроэнергетический потенциал Шушенского района (в 1 см – 13,5 км) |

Таблица 1.61 — Характеристики рек Шушенского района

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Река | Скорость, м/с | Расход, м3/с | Технический потенциал, МВт | Валовый потенциал, МВт | Экономический потенциал, МВт |
| Кантегир | 1,70 | 56 | 228,671 | 326,673 | 45,734 |
| Такмагаш | 1,40 | 5140 | 35296,380 | 50423,400 | 7059,276 |
| Голая | 1,30 | 4550 | 28120,365 | 40171,950 | 5624,073 |
| Мелкие |  |  | 388,741 | 555,344 | 77,748 |
| Итого по району: | | | 64034,157 | 91477,367 | 12806,831 |

#### 1.3.4.41 Красноярский край

В целом по краю картина распределения гидроресурсов ВИЭ характеризуется следующими закономерностями, которые учтены при их расчете:

1. Гидроресурсы малой энергетики условно отнесены к территории административных единиц в целом, хотя реально они распределены вдоль водных ресурсов на расстоянии от них не более 1 км для источников с единичной мощностью не более 50 кВт, т.к. при таких мощностях нецелесообразно применение повышающих и понижающих напряжение трансформаторных устройств. Для всех остальных категорий энергоблоков расстояние до потребителей определяется экономической целесообразностью передачи энергии на конкретное расстояние.
2. Районы, расположенные севернее Енисейского района: Северо-Енисейский, Туруханский, Эвенкийский, Таймырский текут по равнинной местности, характерной малыми уклонами и скоростями водных потоков. Реки этих районов имеют период ледостава более 200 дней в году, при глубине многих (68%) рек в зимний период менее 1 метра и толщине ледового покрова не менее 1 метра. В зимний период реки промерзают до дна. Эти факторы сочетаются с крайне малой плотностью населения, что делает маловероятным использование имеющихся на этой территории водных ресурсов для электроснабжения в зимний период.
3. Гидроресурсы районов для малой энергетики крайне неравномерны – 42 района края имеют технический потенциал почти 100 ГВт (смотри таблицу 1.62) , а первые семь районов располагают почти 60% всего гидроэнергетического потенциала малой энергетики края (смотри таблицу 1.62). В то же время последние семь районов имеют менее 1% всего энергопотенциала края по ВИЭ.
4. Как показано в разделе 1, подавляющее большинство населенных пунктов размещено по берегам рек, следовательно, существует широкий выбор населенных пунктов для реализации проектов энергообеспечения населенных пунктов от мини и микроГЭС. При этом логика выбора может быть следующей: выбор района для реализации программы, выбор реки с хорошей энергетикой, выбор населенного пункта (пунктов) для реализации проекта. Выбор типа источника гидроэнергии и его параметров по установленной мощности в зависимости от расчетного энергопотребления или дефицита электроэнергии.
5. На рисунке 1.44 приведено изображение края, а в таблице 1.62– результаты вычисления энергетических потенциалов рек края и его суммарный потенциал.

|  |
| --- |
| Карта края новая.jpg |
| Рисунок 1.44 – Гидроэнергетический потенциал малой энергетики районов края |

Таблица 1.62 – Энергетические показатели водных ресурсов края и районов для ВИЭ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Район | Валовая мощность, МВт | Техническая мощность, МВт | Экономическая мощность, МВт | Рейтинг района |
| [Мотыгинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9C.D0.BE.D1.82.D1.8B.D0.B3.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 34 599,87 | 20 759,92 | 4 151,98 | 1 |
| [Курагинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D1.83.D1.80.D0.B0.D0.B3.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 22 659,14 | 13 595,48 | 2 719,10 | 2 |
| [Богучанский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.BE.D0.B3.D1.83.D1.87.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 13 295,55 | 7 977,33 | 1 595,47 | 3 |
| [Назаровский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9D.D0.B0.D0.B7.D0.B0.D1.80.D0.BE.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 7 370,74 | 4 422,45 | 884,49 | 4 |
| [Большемуртинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.BE.D0.BB.D1.8C.D1.88.D0.B5.D0.BC.D1.83.D1.80.D1.82.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 6 968,68 | 4 181,21 | 836,24 | 5 |
| [Каратузский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D0.B0.D1.80.D0.B0.D1.82.D1.83.D0.B7.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 6 929,91 | 4 157,95 | 831,59 | 6 |
| Абанский | 6 709,13 | 4 025,48 | 805,10 | 7 |
| [Тюхтетский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A2.D1.8E.D1.85.D1.82.D0.B5.D1.82.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 6 260,57 | 3 756,34 | 751,27 | 8 |
| Новосёловский | 6 118,16 | 3 670,90 | 734,18 | 9 |
| [Саянский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A1.D0.B0.D1.8F.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 5 443,08 | 3 265,85 | 653,17 | 10 |
| [Большеулуйский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.BE.D0.BB.D1.8C.D1.88.D0.B5.D1.83.D0.BB.D1.83.D0.B9.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 4 706,81 | 2 824,08 | 564,82 | 11 |
| [Сухобузимский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A1.D1.83.D1.85.D0.BE.D0.B1.D1.83.D0.B7.D0.B8.D0.BC.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 4 696,07 | 2 817,64 | 563,53 | 12 |
| [Рыбинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A0.D1.8B.D0.B1.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 4 012,49 | 2 407,49 | 481,50 | 13 |
| [Партизанский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9F.D0.B0.D1.80.D1.82.D0.B8.D0.B7.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 3 877,40 | 2 326,44 | 465,29 | 14 |
| [Шушенский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A8.D1.83.D1.88.D0.B5.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 3 566,62 | 2 139,97 | 427,99 | 15 |
| [Тасеевский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.A2.D0.B0.D1.81.D0.B5.D0.B5.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 2 890,17 | 1 734,10 | 346,82 | 16 |
| [Ермаковский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.95.D1.80.D0.BC.D0.B0.D0.BA.D0.BE.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 2 832,56 | 1 699,54 | 339,91 | 17 |
| [Манский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9C.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 2 714,92 | 1 628,95 | 325,79 | 18 |
| [Енисейский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.95.D0.BD.D0.B8.D1.81.D0.B5.D0.B9.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 2 521,56 | 1 512,94 | 302,59 | 19 |
| [Балахтинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.B0.D0.BB.D0.B0.D1.85.D1.82.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 2 003,25 | 1 201,95 | 240,39 | 20 |
| Ачинский | 1 801,20 | 1 080,72 | 216,14 | 21 |
| [Казачинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D0.B0.D0.B7.D0.B0.D1.87.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 1 674,01 | 1 004,41 | 200,88 | 22 |
| [Ирбейский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.98.D1.80.D0.B1.D0.B5.D0.B9.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 1 664,28 | 998,57 | 199,71 | 23 |
| [Нижнеингашский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9D.D0.B8.D0.B6.D0.BD.D0.B5.D0.B8.D0.BD.D0.B3.D0.B0.D1.88.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 1 561,14 | 936,69 | 187,34 | 24 |
| [Боготольский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.BE.D0.B3.D0.BE.D1.82.D0.BE.D0.BB.D1.8C.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 1 285,77 | 771,46 | 154,29 | 25 |
| Ужурский | 1 285,28 | 771,17 | 154,23 | 26 |
| Уярский | 1 072,72 | 643,63 | 128,73 | 27 |
| [Дзержинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.94.D0.B7.D0.B5.D1.80.D0.B6.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 946,46 | 567,88 | 113,58 | 28 |
| [Пировский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9F.D0.B8.D1.80.D0.BE.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 844,96 | 506,98 | 101,40 | 29 |
| [Кежемский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D0.B5.D0.B6.D0.B5.D0.BC.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 765,23 | 459,14 | 91,83 | 30 |
| [Идринский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.98.D0.B4.D1.80.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 659,92 | 395,95 | 79,19 | 31 |
| [Минусинский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9C.D0.B8.D0.BD.D1.83.D1.81.D0.B8.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 516,99 | 310,19 | 62,04 | 32 |
| Бирилюсский | 453,82 | 272,29 | 54,46 | 33 |
| [Канский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 448,73 | 269,24 | 53,85 | 34 |
| Шарыповский | 395,64 | 237,39 | 47,48 | 35 |
| [Козульский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D0.BE.D0.B7.D1.83.D0.BB.D1.8C.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 238,86 | 143,31 | 28,66 | 36 |
| [Берёзовский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.91.D0.B5.D1.80.D1.91.D0.B7.D0.BE.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 207,61 | 124,57 | 24,91 | 37 |
| [Емельяновский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.95.D0.BC.D0.B5.D0.BB.D1.8C.D1.8F.D0.BD.D0.BE.D0.B2.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 163,67 | 98,20 | 19,64 | 38 |
| [Иланский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.98.D0.BB.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 132,97 | 79,78 | 15,96 | 39 |
| [Краснотуранский](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B4%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%80%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F#.D0.9A.D1.80.D0.B0.D1.81.D0.BD.D0.BE.D1.82.D1.83.D1.80.D0.B0.D0.BD.D1.81.D0.BA.D0.B8.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B9.D0.BE.D0.BD) | 4,35 | 2,61 | 0,52 | 40 |

При расчете экономической мощности рек края был учтен закон распределения расходов по месяцам года и уменьшение скорости потока подо льдом, вследствие увеличения сопротивлений.

## Выводы по разделу

1. Изменения расхода весьма неблагоприятны для развития малой энергетики: в зимний период, когда потребность в электроэнергии может быть максимальной, – энергетика реки близка к минимальной, а разница между его максимумом и минимумом достигает 10 – 20 раз.

2. Районы, расположенные севернее Енисейского района: Северо-Енисейский, Туруханский, Эвенкийский, Таймырский текут по равнинной местности, характерной малыми уклонами и скоростями водных потоков. Реки этих районов имеют период ледостава более 200 дней в году, при глубине многих (68%) рек в зимний период менее 1 метра и толщине ледового покрова не менее 1 метра. В зимний период реки промерзают до дна. Эти факторы сочетаются с крайне малой плотностью населения, что делает маловероятным использование имеющихся на этой территории водных ресурсов для электроснабжения в зимний период.

3. Гидроресурсы районов для малой энергетики крайне неравномерны – 42 района края имеют технический потенциал ВИЭ почти 100 ГВт (смотри таблицу 1.62) , а первые семь районов располагают почти 60% всего гидроэнергетического потенциала малой энергетики края (смотри таблицу 1.62). В то же время последние семь районов имеют менее 1% всего энергопотенциала края по ВИЭ.

4. Подавляющее большинство населенных пунктов размещено по берегам рек, следовательно, существует широкий выбор населенных пунктов для реализации проектов энергообеспечения населенных пунктов от мини и микроГЭС. При этом логика выбора может быть следующей: выбор района для реализации программы, выбор реки с хорошей энергетикой, выбор населенного пункта (пунктов) для реализации проекта. Выбор типа источника гидроэнергии и его параметров по установленной мощности в зависимости от расчетного энергопотребления или дефицита электроэнергии.

5. Большинство мировых производителей мини и микроГЭС не работают на Российском рынке и не готовы к адаптации конструкции своих изделий к суровым климатическим условиям Красноярского края, особенно к реальному диапазону зимних отрицательных температур, который сказывается на характеристиках смазочных и уплотнительных материалов и снижении прочностных характеристик конструкционных материалов энергоустановок и других компонентов малых ГЭС.

# 2 ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

## 2.1 История и классификация мини- и микроГЭС

### 2.1.1 История и тенденции развития гидроэнергетики в России

Гидроэнергетика занимает важное место в энергобалансе России. Установленная мощность гидроэлектростанций РФ – около 50 ГВт. экономический потенциал гидроэнергии свыше 850 млрд. кВт∙ч, при его использовании менее 20 %.

В России первые гидросиловые установки появились в XIV веке в виде водяных колес, в основном на уральских и алтайских горнорудных предприятиях. В 18 веке на Урале построены 157 гидроустановок []. Для повышения их мощности возводятся плотины. Водяные колеса приводят в движение меха доменных печей, горны, молоты; работают на прядильных фабриках, лесопилках на мукомольных водяных мельницах. В 19 веке созданы гидравлические турбины с более высокими скоростями и КПД.

Развитие электроэнергетики в России началось именно с освоения малых рек. Много плотин на малых реках было построено в 30-е годы XX века. Существовали МГЭС и при крупных предприятиях, обеспечивая бесперебойное электроснабжение ответственных технологических процессов. При составлении плана ГОЭЛРО были запланированы к строительству около 40 тысяч гидросиловых установок мощностью 12 лошадиных сил.

В тридцатые годы вместе со строительством крупных электростанций развернулось и строительство малых ГЭС. Мощности возможных к использованию водных энергетических ресурсов на мелких ГЭС определены в размере 14 млн. кВт. В сороковых годах прошлого столетия в областях, краях и республиках СССР разработаны схемы использования местных энергетических ресурсов. С 1945 по 1950 г.г. было построено около 5000 малых ГЭС []. К 1952 году их количество достигло 6614 единиц суммарной мощностью свыше 350 тыс. кВт. В основном они строились в сельской местности, что способствовало развитию сельского хозяйства.

Гидроэлектростанции на малых реках сыграли большую роль в восстановлении народного хозяйства после войны. Однако уже в середине пятидесятых годов интерес к малой энергетике угас в связи с началом крупного энергетического строительства и созданием единой энергетической системы страны, что сделало МГЭС неконкурентоспособными в экономическом отношении.

Прекратилось проектирование, строительство, изготовление оборудования и запасных частей для малой гидроэнергетики, начался массовый вывод МГЭС из эксплуатации. В 1962 г. число МГЭС сократилось до 2665 []. Большинство МГЭС перестали вырабатывать ток, их оборудование было разукомплектовано, хотя многие здания и сооружения еще сохранились и могут быть восстановлены, некоторые из них уже функционируют.

Во многих странах не только приостановили строительство новых МГЭС, но и законсервировали многие действующие. В Норвегии, США, Германии, Франции количество малых ГЭС уменьшилось в 6 – 8 раз []. С середины 70-х годов прошлого века вследствие энергетического кризиса малая энергетика начала привлекать к себе все большее внимание и в развитых и в развивающихся странах. Наряду с резким повышением стоимости углеводородов этому способствовали:

1. ужесточение требований к охране окружающей среды, и как следствие удорожание строительства ТЭС и АЭС;
2. освоение отдаленных труднодоступных районов и необходимость их электрификации;
3. исчерпание возможностей освоения крупных водотоков (в особенности в Европе и Канаде);
4. совершенствование проектирования, технологии строительства и эксплуатации МГЭС, повышение их экономической эффективности.

В России в связи с отсутствием больших энергетических проектов строительство малых ГЭС может оказаться многообещающим.

Расширяется международное сотрудничество в данной области. Создаются международные энергетические организации для повышения эффективности малой энергетики в странах Азии и Латинской Америки. При ООН разработана программа строительства МГЭС в 42 развивающихся странах []. В ряде стран восстанавливаются выведенные из эксплуатации малые ГЭС в США (2150 МГЭС), Швейцарии (3700 МГЭС), Германии, Франции и других странах.

Вместе с восстановлением старых МГЭС ведется их строительство на объектах неэнергетического назначения: водосбросах водохозяйственных гидроузлов, перепадах каналов, использование технологических водотоков, водосбросах ТЭЦ, промышленных и канализационных стоков и т.д.

Основным источником развития малой энергетики остаются неосвоенные малые реки: их потенциал практически не используется.

### 2.1.2 Основные схемы использования водной энергии

Чтобы превратить энергию текущей воды в электрическую энергию, необходимо иметь определенные значения ее расхода и напора. В естественных условиях концентрированные в определенном месте напоры и гарантированные расходы.

Согласно ГОСТ 51238-98 [80] Малая гидроэлектростанция (малая ГЭС или МГЭС) – это ГЭС с установленной мощностью от 100 до 30000 кВт, а микро гидроэлектростанция (микроГЭС или МкГЭС) – это МГЭС с установленной мощностью до 100 кВт.

В [80] определены основные виды малых гидроэлектростанций:

1. Плотинная МГЭС - Малая ГЭС, в которой для создания напора используются как плотина, так и здание ГЭС.
2. Русловая МГЭС - малая ГЭС, в которой здание ГЭС используется для создания напора.
3. Приплотинная МГЭС - малая ГЭС, в которой здание ГЭС не участвует в создании напора.
4. Деривационная МГЭС - малая ГЭС, в которой напор создается за счет естественного перепада уровней водотока при напорной или безнапорной деривации.
5. Смешанная МГЭС - малая ГЭС, в которой напор создается как за счет плотины, так и за счет естественного перепада уровней, реализуемого при помощи деривации.
6. Бесплотинная МГЭС (микроГЭС) - ГЭС, использующая преимущественно кинетическую энергию потока на рабочем колесе гидравлической машины.
7. Свободнопоточная МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, использующая кинетическую энергию водного потока в его естественном состоянии.
8. Плавучая МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, гидроагрегаты которой располагаются на плавучих средствах .
9. Погружная МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, в которой используются погружные, т.е. размещаемые под водой гидроагрегаты .
10. Стационарная МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, не предназначенная для перемещения в другой створ водотока.
11. Мобильная МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, конструктивное исполнение которой предусматривает возможность ее перемещения на иное место установки без нарушения готовности к работе ее основных узлов.
12. Рукавная МГЭС (МкГЭС) - разновидность деривационной ГЭС, на которой в качестве деривации используется нестационарный сборный или гибкий рукав или шланг.
13. Гирляндная МГЭС (МкГЭС) - бесплотинная или свободно-поточная ГЭС, имеющая общий валопровод, в которой несколько соосных гидравлических машин работают на одну или несколько электрических машин.
14. Сетевая МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, предназначенная для работы параллельно с электрическими сетями федерального или регионального значения, мощность которой считается бесконечной по отношению к мощности МГЭС (МкГЭС).
15. Автономная МГЭС (МкГЭС) - ГЭС, предназначенная для работы на изолированного потребителя электроэнергии или местную изолированную электрическую сеть, мощность которой соизмерима с мощностью МГЭС (МкГЭС).
16. Электрическая машина МГЭС (МкГЭС) - Электрическая машина (синхронная, асинхронная, двойного питания, постоянного тока), приводимая во вращение от гидротурбины и преобразующая механическую энергию вращения в электрическую энергию.

Рассмотренные выше виды малых гидроэнергостанций можно сгруппировать в схему, представленную на рисунке 2.1.

|  |
| --- |
| Малая гидроэнергетика  Мини ГЭС  Микро ГЭС  плотинная  деривационная  русловая  смешанная  приплотинная  стационарная  мобильная  сетевая  автономная  деривационная  рукавная  бесплотинная  свободнопоточная  плавучая  гирляндная  погружная |
| Рисунок 2.1 – Классификация малой гидроэнергетики по ГОСТ 51238-98 |

По способу создания напора малые ГЭС подразделяются на плотинные, деривационные (рукавные), смешанные (плотинно-деривационные) и малые ГЭС на готовом напорном фронте (на перепадах каналов, в системах водоснабжения и др.). МикроГЭС (мощностью до 100 кВт) могут использовать кинетическую энергию водного потока и выполняться без создания специального напора воды.

**Плотинные схемы** являются наиболее распространенными схемами энергетического использования равнинных рек со сравнительно малыми уклонами (рисунок 2.2).

|  |
| --- |
| C:\Users\QRZ\Desktop\УЧЕБА\Реферат по ВИЭ\КАРТИНКИ\9688.jpg |
| Рисунок 2.2 – Плотинная схема ГЭС |

Напор на гидроустановке создается сооружением плотины, перегораживающей реку и подпирающей в ней воду. Вода, перетекая из верхнего бьефа (пространства перед плотиной) в нижний бьеф (пространство после плотины), попадает на лопасти гидротурбины, приводящей во вращение электрический генератор.

**Деривационные схемы** применяются в практике строительства малых ГЭС в основном в горных и предгорных районах. Вода из реки отводится специальным каналом или рукавом (рисунок 2.3).

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Деривационная ГЭс схема.jpg |
| Рисунок 2.3 – Деривационная схема ГЭС |

Возможны следующие схемы деривационных станций:

1. *деривация вдоль реки* – для рек со значительными уклонами и скоростями течения;
2. *деривация на спрямлении русла реки* – при спрямлении отдельных излучин реки можно получить значительные напоры ГЭС даже на реках с небольшим уклоном (рисунок 2.4);

|  |
| --- |
| Безымянный 1.png |
| Рисунок 2.4 – Деривация на спрямлении русла реки |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.5 – Примеры выполнения деривационных ГЭС |

1. *переброска стока из одной реки в другую.* Переброску стока из одной реки в другую применяют, когда две соседние реки имеют разное высотное положение и разделены невысоки и коротким водоразделом. Построенная таким образом Сторожевская МГЭС (Ставропольский край) мощностью 880 кВт на канале, соединяющем реки Кяфар и Бижгон при длине деривационного канала 3 км имеет напор 31 м.

|  |
| --- |
| Irrigation-channel |
| Рисунок 2.6 – Переброска стока из одной реки в другую |

**МГЭС на готовом напорном фронте** могут использовать водохранилища неэнергетического назначения, перепады каналов, трубопроводы систем водоснабжения. По способу создания напора их следует отнести либо к плотинным, либо к деривационным. При существующих и строящихся гидроузлах такое решение позволяет построить МГЭС без коренной реконструкции водовыпуска и без перерыва нормального режима эксплуатации водохранилища.

При создании низконапорных, деривационных микроГЭС необходимо выполнение большого объема земляных работ по возведению плотины, изменению русла реки или созданию деривационного рукава (канала), что существенно повышает их стоимость. Для этих типов микроГЭС серийно могут производиться только энергоблоки. Все остальные работы по монтажу и созданию напора воды проектируются и выполняются индивидуально, что также значительно увеличивает стоимость микроГЭС и сроки реализации проекта.

МикроГЭС – один из наиболее ранних видов ГЭС в истории развития гидроэнергетики. Они могут использовать потенциальную энергию потока, т.е. быть деривационными, плотинными или кинетическую энергию потока – свободнопоточные микроГЭС.

Свободнопоточные микроГЭС устанавливаются непосредственно в водотоке. Примерами их являются разработанные и применявшиеся в СССР гирляндные микроГЭС конструкции Б.С. Блинова [,] и некоторые другие. Поперечная гирляндная микроГЭС состоит из нескольких гидротурбин, жестко закрепленных на стальном тросе (выполняющем роль гибкого вала), повышающей механической передачи (мультипликатора) и гидрогенератора (рисунок 2.7). Трос с гидротурбинами располагается в воде поперек реки и удерживается на обоих берегах якорями или анкерными опорами.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Убрать логотип.jpg |
| Рисунок 2.7 – Гирляндная миниГЭС:  1 – подшипник; 2 – опора; 3 – металлический трос; 4 – гидроколесо (турбина); 5 – электрогенератор; 6 – уровень верхнего течения реки; 7 – русло реки |

|  |
| --- |
| Безымянный2.png |
| Рисунок 2.8 – Каскад гирляндных ГЭС |

Благодаря силе лобового сопротивления гирлянда натягивается и не опускается на дно реки, чем создаются условия для передачи крутящего момента от гидротурбин через мультипликатор к генератору (рисунок 2.8). Несмотря на простоту такие микроГЭС не получили распространения из-за малой эффективности, незащищенности от плавающих предметов и колебаниях уровня водотока.

Свободнопоточные ГЭС относятся к экологически чистым источникам электроэнергии, их располагают в реке в погруженном либо полупогруженном положении для использования кинетической энергии водного потока.

Конструкции свободнопоточных ГЭС представлены на рисунках 2.9 и 2.10.

В зависимости от требуемой мощности и расхода реки возможны множества решений, реализующих выработку требуемого объема электроэнергии, что достигается за счет вариации типов и количества устанавливаемых энергоблоков. Выбор оптимального количества энергоблоков и их типов можно свести к решению задачи оптимизации. Общепринятым показателем характеризующим экономическую целесообразность того или иного решения при проектировании микроГЭС является стоимость одного киловатта устанавливаемой мощности, и наиболее эффективное решение соответствует минимальному значению этого показателя. Оптимизация решений связанных с использованием свободнопоточной микроГЭС является комплексной задачей, сочетающей в себе оптимизацию как отдельных компонентов микроГЭС, так и оптимизацию применения каскада таких установок (рисунок 2.9).

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Убрать сетку.jpg |
| Рисунок 2.9 – Наплавные свободнопоточные миниГЭС пропеллерного типа |

Другим примером свободнопоточной микроГЭС является микроГЭС на основе ортогональной турбины и низкоскоростного генератора.

Турбина свободно-поточных микроГЭС в зависимости от скорости реки и мощности установки вращается со скоростью 80 – 200 об/мин. Применение в ней низкоскоростного торцевого синхронного генератора с постоянными магнитами для возбуждения позволяет обойтись без мультипликатора (осуществить прямой привод), чем существенно упрощается и удешевляется конструкция и повышается надежность установки.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.10 – Свободнопоточная микроГЭС с ортогональной турбиной |

На территории Красноярского края, обладающего колоссальными гидроресурсами (включая не только большие, но и малые реки), возможно применение свободнопоточных микроГЭС мощностью до 25 – 30 кВт и выше [].

Установка свободнопоточной микроГЭС не требует земляных работ. Функционирование микроГЭС не является разрушительным для экосистемы района, в котором установлена конструкция. Следовательно, использование микроГЭС не требует затрат на компенсацию экологического ущерба, в отличие от плотинных, деривационных и дизельных станций.

Выработка электроэнергии с использованием энергии свободного потока реки обеспечивает экологическую чистоту объекта. Турбина ГЭС размещается на дне реки, не мешает проходу лодок и катеров, не создает опасности. Низкая скорость вращения турбины не травмирует обитателей реки и не создает значительного шума.

Установка микроГЭС в удаленных или труднодоступных районах отличается простотой (повышается техническая надежность, снижается стоимость обслуживания), небольшой массой конструкции и отсутствием стационарной привязки к местности, снижается стоимость монтажа.

К преимуществам свободнопоточной микроГЭС бесспорно можно отнести экологичность (нет необходимости вмешательства в природу и проведение любых видов земляных работ), мобильность, но наряду с можно отметить явные недостаток, такой как сезонность в северных широтах, где наблюдается замерзание рек. Наибольшую эффективность свободнопоточные микроГЭС покажут при постоянной работе в не замерзающем источнике.

### 2.1.3 Малые реки

Малые реки — наиболее распространенный вид водных объектов на Земле, большинство из них — верхние звенья и истоки крупных речных систем. Использование стока малых рек в целом ряде районов Российской Федерации является в настоящее время одним из важнейших направлений энергоснабжения в связи с трудностями доставки органического топлива и его дороговизной. Малые реки преобладают в гидрографической сети по числу и общей длине: из 3 млн. рек на территории бывшего СССР 2,9 млн. — малые реки, 94 % длины речной сети России — малые водотоки. Их сток колеблется от 25 до 85 % и составляет в среднем около 50 % общего стока рек. В водохозяйственном балансе сток малых рек невелик — около25 %, а безвозвратное потребление водных ресурсов из них — около 22 %. Однако значение малых рек в жизни общества трудно переоценить в связи с их исключительной ролью в удовлетворении потребностей хозяйства в водных ресурсах и охватом ими значительных территорий — на долю малых рек (с длиной до 100 км) приходится 95 % общей протяженности гидрографической сети. Их большая ландшафтообразующая роль определяется во многом эрозионно-транспортирующей способностью водных потоков, зависящей от уклонов, водности реки и т. д. [].

На водосборах малых рек и в их прибрежных зонах сосредоточена большая часть населения: до 44 % городских жителей и 90 % сельских; 127 тысяч малых рек используется для нужд населения и хозяйственного комплекса. Это определяет в значительной степени сильное антропогенное воздействие на водные ресурсы малых рек и их общее состояние. Особенно важно состояние малых рек, впадающих в водоемы питьевого водоснабжения. Малые реки — наиболее ранимое звено речной системы.

В связи с этим вопросы охраны малых рек являются важнейшей составной частью проблемы охраны окружающей среды. Однако ряд принятых постановлений государственных органов ориентирован на охрану в основном крупных и средних рек. Поэтому рассмотрение перспектив освоения гидроэнергетического потенциала малых рек требует чрезвычайно осторожного подхода и взвешенной оценки позитивных и возможных негативных последствий создания малых ГЭС (МГЭС).

Развитие малой гидроэнергетики дало толчок к изучению водного режима и условий формирования стока малых рек, находившихся в то время в начальной стадии. Неизвестна была и физическая сторона многих явлений, связанных со стоком малых рек. Поэтому в первые годы бурного освоения малых рек проектирование гидротехнических сооружений осуществлялось без необходимого обоснования гидрологическими данными, что приводило к их разрушению, удорожанию строительства, т.к. для расчетов принимались сечения, недостаточные или слишком большие для пропуска воды. Известны случаи разрушения гидротехнических сооружений на малых реках на Алтае, Турксибе, в Фергане, Таджикистане и т. д. Поэтому внимание гидрологов было обращено на разработку рекомендаций по расчетам стока, уровней, сроков установления ледостава, ледохода, донного льда, шуги, толщины льда, продолжительности и высоты весеннего половодья и осенних паводков на малых реках.

Сложности заключались в том, что большие реки не могли быть аналогом, и обобщения по ним нельзя было перенести на малые реки без соответствующих поправок. Величина же поправок подвержена большим колебаниям в зависимости от ряда местных физико-географических условий. Кроме того, малые реки имеют значительно большую вариацию стока, что требовало более длительного периода наблюдений. В результате были созданы специальные методы расчетов различных элементов водного и других видов режима малых рек, разработаны практические рекомендации по борьбе с полыньей и перемерзанием рек на перекатах, в том числе путем промораживания полыньи, утепления перекатов хвоей и т.д.

В конце прошлого столетия вновь повысился интерес к малым гидроэлектростанциям. Однако распад СССР, перестройка экономики в связи с переходом на рыночные отношения, отсутствие финансирования, резкое снижение объемов промышленного производства и потребностей в электроэнергии, протесты экологической общественности — эти и ряд других причин привели к свертыванию энергетического строительства, консервации многих строящихся объектов.

Но в последние годы роль малых ГЭС выросла в связи с дефицитом и увеличением стоимости органического топлива, необходимостью электрификации изолированных сельских и промышленных потребителей, большими затратами на транспортировку дизельного топлива в отдаленные районы с рассредоточенными потребителями энергии, недоступными для получения электроэнергии по линиям электропередач.

## 2. 2 Оценка мирового рынка возобновляемой гидроэнергетики

Гидроэнергия – один из самых старых источников энергии, использовавшийся еще до промышленной революции для приведения в движение механизмов мельниц, лесопильных заводов и кузниц. Кинетическая и потенциальная энергия водного потока превращается посредством турбинного колеса в механическую энергию вращения, которая может использоваться для механизмов машин или генераторов. Сегодня, благодаря развитию технологий выработки и транспортировки энергии, гидроэнергия в мире используется практически только для выработки электрического тока.

Гидроэнергия - это созревшая технология, стоящая на втором месте, после традиционного использования твердых источников энергии и нефти, которая составляет самую большую долю в возобновляемой энергии – гидроэлектростанции производят 16% электрического тока. Развитие гидроэнергетики в мире позволяет не только сократить потребление невосстанавливаемых ресурсов, но и улучшить экологическую обстановку в мировых масштабах, за счет сокращения выработки эмиссий CO2 от сжигания твердого топлива и нефти. В связи с этим в Европейском союзе было принято решение о сокращении использования твёрдотопливных и атомных электростанций и компенсации необходимой электроэнергии за счет ввода новых электростанций, использующих восстанавливаемые источники энергии.

Мировое развитие отрасли гидроэнергетики можно оценить, рассмотрев распределение экономического гидроэнергопотенциала по регионам мира и сопоставив с процентом освоенного потенциала гидроэнергоресурсов в конкретном регионе. Данная информация представлена в таблице 2.1.[]

Таблица 2.1. – Мировой гидроэнергетический потенциал

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Регион | Гидроэнергетический потенциал | | Освоенный потенциал, % |
| млрд. кВтчас | % к мировому |
| СНГ | 1100 | 11,2 | 20 |
| Зарубежная Европа | 710 | 7,3 | 70 |
| Зарубежная Азия | 2670 | 27,3 | 14 |
| Африка | 1600 | 16,4 | 3 |
| Северная Америка | 1600 | 16,4 | 38 |
| Южная Америка | 1900 | 19,4 | 16 |
| Австралия и Океания | 200 | 2 | 18 |
| Мировой потенциал | 9780 | 100 | 21 |

Приведенные в таблице 2.1 данные позволяют сделать несколько выводов:

1. Крупные регионы Земли по масштабам экономического гидропотенциала «выстраиваются» следующим образом: Зарубежная Азия, Латинская Америка, Африка и Северная Америка, СНГ, зарубежная Европа, Австралия и Океания.
2. Экономический гидроэнергопотенциал Земли используется лишь на 21 % (это означает, что, в принципе, годовое производство электроэнергии на ГЭС можно увеличить примерно в пять раз).
3. Степень освоенности гидроэнергетического потенциала особенно велика в зарубежной Европе, где для сооружения ГЭС использовано уже большинство выгодных речных створов, и в Северной Америке. Наиболее благоприятные ресурсные предпосылки для развития гидроэнергетики имеют Азия, Африка и Латинская Америка. Можно добавить, что на развивающиеся страны в целом приходится еще примерно 2/3 всего неосвоенного мирового гидроэнергопотенциала.

Среди стран по размерам экономического гидроэнергетического потенциала особо выделяется первая пятерка в составе Китая (1260 млрд. кВт ч), России (850 млрд. кВт ч), Бразилии (765 млрд. кВт ч), Канады (540 млрд. кВт ч) и Индии (500 млрд. кВт ч), на долю которой приходится почти 1/2 всего этого потенциала. Затем следуют ДР Конго (420 млрд. кВт ч), США (375), Таджикистан (265), Перу (260), Эфиопия (260), Норвегия (180), Турция (125), Япония (115 млрд. кВт ч) []. Таким образом, развитие рынка гидроэнергетики в России является перспективным, экономически оправданным направлением.

Уровень развития гидроэнергетики в разных странах и на разных континентах неодинаков. Больше всего гидроэлектроэнергии производят Соединенные Штаты Америки, за ними идут Россия, Украина, Канада, Япония, Бразилия, КНР и Норвегия. Однако картина использования и покрытия потребностей стран в обеспечении электроэнергией (рисунок 2.11) показывает, что страны Европы достигают наибольшего процента обеспечения своих внутренних потребителей электроэнергией полученной за счет гидроресурсов [].

|  |
| --- |
| D:\Plotina\perc_hydro_countries_2009.jpg |
| Рисунок 2.11 – Процентное соотношение гидроэлектроэнергии по отношению к общей электроэнергии в отдельных странах. |

Неосвоенные гидроэнергетические ресурсы Африки, Азии и Южной Америки открывают широкие возможности строительства новых ГЭС. На Северную Америку, в распоряжении которой находится всего около 13% мировых ресурсов гидроэнергетики, приходится около 35% полной мощности действующих ГЭС. В то же время, Африка (21% мировых гидроэнергетических ресурсов) и Азия (39%) вносят лишь 5% и 18% соответственно в мировую выработку гидроэлектроэнергии. Из остальных континентов Европа (21% ресурсов) дает 31% выработки, а Южная Америка и Австралия, вместе взятые, располагая примерно 15% ресурсов, дают только 11% производимой в мире гидроэлектроэнергии [].

В конце 2006 примерно 7.300 малых гидросиловых установок (до 1 МВт) находились в эксплуатации в Германии, и производили примерно 8 – 10% электрической энергии от всей гидроэнергии мира. Оставшаяся доля была произведена средними и большими системами, которых имелось 354. Только 12% систем находятся во владении предприятием энергоснабжения и, тем не менее, производят более 90% всего электрического тока из гидроэнергии. Установленная полная мощность – примерно 4720 МВт.

На данный момент использование гидроэнергии в Европе развивается достаточно медленными темпами [], помехой развитию данной отрасли служат принятые в 2004 году законы об использовании водных ресурсов для получения электроэнергии, обязывающие поставщиков энергии модернизировать старые станции и устанавливать новые таким образом, чтобы не происходило нарушений в экосистеме местности. Таким образом, разработчики электростанций вынуждены производить и разрабатывать станции с учетом новых критериев. Также, принятие данных изменений в законодательстве послужило толчком для начала развития рынка малых гидроэлектростанций в Европе и финансирования многочисленных исследований и разработок новых технологий для использования гидроэнергии, направленных на повышение КПД и экологичности станций.

В таблице 2.2 представлены данные Евростат [, ] на 12 сентября 2012 года, последний отчетный период, о выработке и использовании гидроэлектроэнергии полученной от электростанций номинальной мощностью до 1МВт. Данные представлены в МВт.

Таблица 2.2. –Производство электроэнергии в европейских странах

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Европейский союз | 2.707 | 2.745 | 2.835 | 2.914 |
| Бельгия | 8 | 9 | 9 | 9 |
| Болгария | 31 | 39 | 40 | 49 |
| Чешская республика | 124 | 151 | 135 | 141 |
| Дания | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Германия | 562 | 561 | 586 | 696 |
| Эстония | 5 | 5 | 7 | 6 |
| Ирландия | 18 | 23 | 22 | 22 |
| Греция | 37 | 44 | 32 | 31 |
| Испания | 260 | 267 | 269 | 273 |
| Франция | 434 | 442 | 447 | 415 |
| Италия | 425 | 437 | 451 | 509 |
| Латвия | 24 | 24 | 24 | 25 |
| Литва | 17 | 17 | 17 | 17 |
| Люксембург | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Венгрия | 3 | 4 | 4 | 4 |
| Австрия | 201 | 210 | 222 | 134 |
| Польша | 72 | 74 | 76 | 78 |
| Португалия | 29 | 31 | 35 | 34 |
| Румыния | 62 | 61 | 70 | 76 |
| Словения | 118 | 117 | 118 | 118 |
| Словакия | 13 | 25 | 26 | 26 |
| Финляндия | 31 | 31 | 31 | 31 |
| Швеция | 163 | 101 | 135 | 143 |
| Великобритания | 63 | 65 | 72 | 70 |

Из таблицы 2.2 видно, что рынок производства и потребления электроэнергии полученной от гидроэлектростанций растет в последние годы практически с постоянным и незначительным изменением. Общее потребление электроэнергии в Европе в 2010 году составило 143325 МВт электроэнергии. Таким образом, часть гидроэнергии от малых ГЭС в общем количестве производимой энергии в Европе в 2010 году составила только 2%. Это показывает огромный потенциал развития рынка малой гидроэнергетики.

В течение следующих 20 лет прогнозируется повышение установленной мощности малых гидроэлектростанций в рассмотренных европейских странах, примерно на 86700 МВт. В то время как в Швеции и Финляндии производство гидроэнергии только лишь ограниченно возможно, Европейский союз рассчитывает, прежде всего, на ресурсы в Турции, а также в Австрии, Швейцарии и Румынии. В частности, в западноевропейских странах заложен потенциал к возмещению, модернизации и реактивации существующих гидроэлектростанций или строительства новых электростанций.

Хотя производство "классической" гидроэнергии возможно лишь в ограниченном количестве, развитие технологий должно сделать возможным, прежде всего, производство гидроэнергии в водоемах со стоячей водой. Эволюционные потенциалы новых технологий гидроэнергии по-разному высоко оцениваются специалистами различных исследовательских центров и институтов

## 2.3 Характеристика средств малой гидроэнергетики

### 2.3.1 Характеристика малых и микроГЭС

а) Малые ГЭС плотинного исполнения

Гидроэлектростанции делятся в зависимости от максимального использования напора воды []:

1. высоконапорные (более 60м);
2. средненапорные (от 25 м);
3. низконапорные (от 3 до 25 м).

В зависимости от напора воды, в гидроэлектростанциях применяются различные виды турбин. Для высоконапорных – ковшовые и радиально осевые турбины с металлическими спиральными камерами. На средненапорных ГЭС устанавливаются поворотнолопастные и радиально-осевые турбины, на низконапорных – поворотнолопастные турбины в железобетонных камерах.

Принцип работы всех видов турбин схож – вода, находящаяся под давлением (напор воды) поступает на лопасти турбины, которая начинает вращаться. Механическая энергия, таким образом, передается на гидрогенератор, который и вырабатывает электроэнергию. Турбины различаются некоторыми техническими характеристиками, а также камерами – железными или железобетонными, и рассчитаны на различный напор воды.

Реактивными называют турбины, в которых рабочее колесо находится целиком в потоке воды под напором и приводится во вращение реактивным давлением струй, протекающих между его изогнутыми лопатками, причем это давление передается на все лопатки одновременно. Рабочее колесо насажено, как правило, на вертикальный вал, через который приводится в действие электрический генератор.

Наиболее распространенными реактивными турбинами явится радиально-осевые турбины [] (РО) и поворотно-лопастные (ПЛ). Реже применяются пропеллерные турбины (ПР) (рисунок 2.12 б). У турбин РО лопасти рабочего колеса неподвижно закреплены на ободе, а у турбин ПР - на втулке. У турбин ПР лопасти могут вращаться в цапфах и в зависимости от напора и расхода занимать положение, обеспечивающее наибольший коэффициент полезного действия турбины. Разновидностью поворотно-лопастной турбины являются: двухперовая турбина (рисунок 2.12 г), у которой к одной цапфе прикреплены две лопасти, и диагональная поворотно-лопастная турбина (рисунок 2.12 д).

|  |  |
| --- | --- |
| а)D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Радиально осевая.jpg | б)D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Пропеллераная.jpg |
| в) D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Поворотно лопастная.png | г)D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Двухперовая турбина.jpg |
| д)D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Диагонаяльная турбина.jpg | |
| Рисунок 2.12 – Рабочие колеса реактивных турбин:  а - радиально-осевой; б - пропеллерной; в - поворотно-лопастной;  г - двухперовой поворотно-лопастной; д - диагональной поворотно-лопастной. | |

Гидротурбинная установка с реактивной турбиной (рисунок 2.13) имеет следующие основные элементы: рабочее колесо, направляющий аппарат, турбинную камеру и отсасывающую трубу.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Гидростанция.jpg |
| Рисунок 2.13 – Гидротурбинная установка с реактивной турбиной |

**Направляющий аппарат** служит для изменения расхода воды, поступающей на рабочее колесо [], с целью регулирования мощности турбины и поддержания постоянным числа ее оборотов, что обусловлено необходимостью обеспечения стабильной скорости вращения генератора, от которого зависит частота вырабатываемого электрического тока. Поэтому число оборотов турбины в минуту не может быть произвольным, а выбирается по конструкции генератора. На наших заводах выпускают гидроагрегаты со следующим числом оборотов в минуту: 300, 250, 214, 187,5, ..., 88,3, 75, 60, 50 и другими, согласно справочникам. Максимальные допустимые в практике отклонения от нормального числа оборотов турбины в ту или другую сторону не должны превышать 5 - 6 %.

Для выполнения этого условия необходимо, чтобы расход воды через турбину в каждый момент соответствовал мощности, отдаваемой генератором. При нарушении этого соответствия и уменьшении нагрузки генератора турбина, обладая излишней мощностью, пойдет в разгон; при увеличении нагрузки на генератор турбина из-за недостатка мощности не в состоянии будет обеспечить генератору нормальное число оборотов, из-за чего последний не даст нормального напряжения и требуемой мощности.

Конструктивно направляющий аппарат состоит из системы лопаток, окружающих рабочее колесо турбины. Каждая лопатка укреплена на вертикальной оси и может на ней поворачиваться, но таким образом, что одновременно все лопатки поворачиваются один и тот же угол. Вода на турбину может поступать только из щели между лопатками, а если направляющий аппарат вести в такое положение, при котором соседние лопатки сомкнутся друг с другом, то доступ воды на рабочее колесо будет прекращен и турбина остановится. Время полного открытия или закрытия турбины колеблется от 3 до 8 секунд в зависимости от мощности сервомотора автоматического регулятора. 

**Турбинная камера** является местом непосредственной установки турбины в здании ГЭС []. Именно через эту камеру вода поступает к направляющему аппарату и далее на рабочее колесо турбины. Различают открытые и закрытые турбинные камеры.

Открытые турбинные камеры обычно применяют при напорах не выше 6-8 м и при небольших диаметрах рабочих колес. Потолок открытой камеры, как правило, находится выше свободной поверхности воды в камере. В плане такие камеры имеют прямоугольную, квадратную и криволинейную формы.

При напорах до 25 м спиральные камеры изготавливают из железобетона, а на высокое напорных ГЭС их делают металлическими в виде улитки (рисунок 2.14).

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Спиральная камера.jpg |
| Рисунок 2.14 – Металлическая спиральная турбинная камера |

В последнее время, в качестве альтернативы классическим средне-высоконапорным плотинным ГЭС активно предлагаются низконапорные гидроузлы, работающие на естественном стоке, довольно широко распространенные в Западной Европе (рисунок 2.15).

|  |
| --- |
| http://www.wsv.de/Grafiken/bildergalerie/impressionen/schleuse_iffezheim.jpg |
| Рисунок 2.15 – Пример низконапорной ГЭС ГЭС *Iffezheim* на Рейне, введенной в эксплуатацию в 1978 году |

Концепция низконапорного руслового гидроузла предусматривает создание на равнинной реке ГЭС с напором в несколько метров, чье водохранилище как правило укладывается в зону естественного затопления поймы при сильных паводках. Такие гидроузлы имеют следующие преимущества:

1. Небольшая площадь затопления, в которую как правило не попадают (или почти не попадают) застроенные земли. Следовательно, никого переселять не надо, влияние на экосистемы куда менее значительно.
2. В низконапорные плотины гораздо проще интегрировать рыбоходы, да и вниз через турбины рыба проходит с меньшим травматизмом.

|  |
| --- |
| [http://blog.rushydro.ru/wp-content/uploads/2013/02/%D0%92%D0%B8%D0%B4%D1%8B-%D0%93%D0%AD%D0%A1-001-1024x682.jpg](http://blog.rushydro.ru/wp-content/uploads/2013/02/%D0%92%D0%B8%D0%B4%D1%8B-%D0%93%D0%AD%D0%A1-001.jpg) |
| Рисунок 2.16 – Саратовская ГЭС – самая низконапорная в Волжско-Камском каскаде |

Недостатками низконапорных ГЭС являются:

1. Небольшие водохранилища, пригодные в лучшем случае для суточного регулирования стока, а то и вовсе работающие на водотоке. В результате, выработка подобных ГЭС сильно зависит от сезона и погодных условий – в маловодные периоды она резко падает.
2. Эффективность использования стока такими ГЭС гораздо меньше, чем классическими – не имея возможности аккумулировать сток в половодье и паводки, они вынуждены сбрасывать массу воды вхолостую.
3. Не имея емкого водохранилища, такие гидроузлы не могут бороться с наводнениями.
4. С точки зрения судоходства сооружение нескольких низконапорных гидроузлов вместо одного большого приводит к увеличению времени на шлюзование – вместо одного шлюза нужно проходить несколько.

Низконапорные ГЭС имеют существенно большую удельную стоимость (в расчете на кВт мощности и кВтч. вырабатываемой электроэнергии). Чем меньше напор, тем больше габариты и соответственно металлоемкость оборудования, невозможность аккумулирования стока в водохранилище приводит к необходимости создания более мощных водопропускных сооружений. Для сравнения, можно привести низконапорную Полоцкую ГЭС в Белоруссии и высоконапорную Богучанскую ГЭС. Первая стоит примерно 4500$ за кВт, вторая – около 1000$ за кВт. В амазонской сельве, как и в сибирской тайге, более эффективны большие ГЭС (рисунок 2.17).

|  |
| --- |
| <http://blog.rushydro.ru/wp-content/uploads/2013/02/Tucuru%C3%AD.jpg> |
| Рисунок 2.17 – ГЭС Тукуруи в Бразилии |

Преимущества низконапорных ГЭС наиболее существенны в густонаселенных районах, где высокая стоимость земли и большое количество работ по переселению людей, выносу сооружений и инфраструктуры делают крупные ГЭС с большими водохранилищами неприемлемыми.

Именно поэтому низконапорные ГЭС получили наибольшее распространение в Европе, где плотность населения высока, а собственных энергоресурсов мало, что вынуждает использовать весь доступный гидропотенциал.

В то же время, в относительно малонаселенных регионах очевидны преимущества больших ГЭС – собственно, в основном там их и строят сейчас во всем мире (хотя критерии малонаселенности в разных странах существенно различаются, для Китая с его миллиардным населением переселение нескольких десятков тысяч человек вполне приемлемо).

Низконапорные русловые ГЭС не конкурируют со средне- и высоконапорными – у каждого типа гидроэлектростанций своя «экологическая ниша», в которой они наиболее эффективны.

б) Малые ГЭС деривационного исполнения

В деривационных ГЭС концентрация падения реки создаётся по­средством деривации; вода в начале используемого участка реки отводится из речного русла водоводом, с уклоном, зна­чительно меньшим, чем средний уклон реки на этом участке и со спрямлением изги­бов и поворотов русла. Конец деривации подводят к месту расположения здания ГЭС. Отработанная вода либо возвраща­ется в реку, либо подводится к следующей деривационной ГЭС. Деривация выгодна тогда, когда уклон реки велик.

Деривационная схема концентрации напора в чистом виде (бесплотинный водозабор или с низкой водозаборной плотиной) на практике приводит к тому, что из реки забирается лишь небольшая часть её стока. В других случаях в начале деривации на реке соору­жается более высокая плотина и созда­ётся водохранилище; такая схема концентрации падения называется смешанной, т. к. используются оба принципа создания напора. Иногда, в зависимости от местных условий, здание ГЭС выгоднее располагать на некотором расстоянии от конца используемого участка реки вверх по течению; деривация разделяется по отношению к зданию ГЭС на подводящую и отводящую. В ряде случаев с помощью деривации производится переброска стока реки в соседнюю реку, имеющую более низкие отметки русла.

На ГЭС с напорной деривацией водовод (туннель, металлическая, деревянная или железобетонная труба) прокладывается с несколько большим продольным уклоном, чем при безнапорной деривации. Применение напорной подводящей деривации обусловливается изменяемостью горизонта воды в верхнем бьефе, из-за чего в процессе эксплуатации изменяется и внутренний напор деривации. В состав сооружений ГЭС этого типа входят: плотина, водозаборный узел, деривация с напорным водоводом, станционный узел ГЭС с уравнительным резервуаром и турбинными водоводами, отводящая деривация в виде канала или туннеля (при подземной ГЭС).

ГЭС с напорной отводящей деривацией применяется в усло­виях значительных изменений уровня воды в реке в месте выхода отводящей дерива­ции или по экономическим соображениям. В этом случае необходимо сооружение уравнительного резервуара (в начале отводящей деривации) для выравнивания не­установившегося потока воды в реке.

Дерива́ция в [гидротехнике](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0) — отвод воды от русла реки в различных целях по каналуили системе водоводов.

В более широком смысле под деривацией понимают совокупность гидротехнических сооружений, отводящих воду из реки, водохранилища или другого водоёма и подводящих её к другим гидротехническим сооружениям.

Различаются такие типы деривационных сооружений — безнапорные (канал, тоннель, лоток) и напорные (трубопровод, напорный тоннель). Напорный тип применяется в том случае, если имеются существенные (более нескольких метров) сезонные или временные колебания уровня воды в месте её забора.

Современные деривационные каналы и водотоки имеют протяженность в десятки километров и пропускную способность в несколько тысяч м³/с. Современная деривационная ГЭС имеет достаточно сложную структуру (рисунок 2.18).

Плотину, которая перекрывает русло реки у входа в деривационный канал или туннель, обычно делают невысокой, и служит она в основном не для создания напора, а для того, чтобы направить воду в деривационные водоводы. У конца деривационных каналов сооружается здание гидростанции и турбинный трубопровод, вся вода, проходя через гидрогенераторы, возвращается обратно в реку.

Мусороудерживающая решетка предназначена для удержания плывущего в воде крупного мусора. В отстойнике и промышленная галереи оседают на дно взвешанные в воде мелки частицы. По средством системы тоннелей деривационного канала вода транспортируется к напорному водоводу и бассейну суточного регулирования.

|  |
| --- |
| D:\Внедрение\Шегай\Классика.jpg |
| Рисунок 2.18 – Схема деривационной ГЭС |

Бассейн суточного регулирования – это напорный бассейн дающий возможность перераспределения мощности водотока в течении суток, за счет аккумулирования части суточного расхода. Напорный водовод устанавливатся в месте большого уклона местности и служит для создания гидравлического напора на гидроагрегаты. Холостой водосброс предназначен для слива воды из бассейна суточного регулирования при его переполнении.

в) Малые ГЭС свободнопоточного исполнения

Свободнопоточные гидроэлектростанции не требую возведения плотин, и предназначены для преобразования кинетической энергии водного потока в электрическую энергию, также ГЭС такого типа называют бесплотинными.

За последнее десятилетие исследователями разработаны различные конструкции свободнопоточных ГЭС, среди которых можно выделить два основных типа конструкции роторов: с валом расположенным вдоль потока; с валом расположенным поперек потока.

В первых свободнопоточных ГЭС применялось водяное колесо (рисунок 2.19).

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Водяные колеса.jpg  а) б) в) |
| Рисунок 2.19 – Различные типы водяных колес |

Самым древним водяным колесом является нория (рисунок 2.18 а), оно с древнейших времен использовалось египтянами и персами для ирригации. В простейшей нории на ободе установлены прямые лопатки, часть из которых погружаются в водный поток. Водный поток воздействуя на лопатки, оказывает на них гидродинамическое давление, что приводит к возникновению крутящего момента на колесе. Низкий КПД и малая быстроходность водяного колеса не позволяют создавать эффективные микроГЭС на их основе.

Пропеллерная турбина (рисунок 2.20) имеет самую высокую быстроходность среди всех типов турбин. Что позволяет при малых скоростях потока получать более высокую скорость вращения. Высокие обороты турбины в свою очередь позволяют применять более быстроходные, а значит, более легкие и дешевые электрогенераторы или уменьшать расходы на мультипликаторы. Поэтому пропеллерные турбины применяют при самых низких напорах, когда скорости потока невелики.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Пропеллерная ГЭС.jpg |
| Рисунок 2.20 – Пропеллерная турбина и ГЭС на ее основе |

Ротор Савониуса использовался в ГЭС гирляндного типа (рисунок 2.21), в настоящее время предпринимаются попытки в создании свободнопоточных ГЭС на его основе (рисунок 2.22).

|  |
| --- |
| http://the-mostly.ru/misc/garland_hydro_electrical_plant_1.jpg |
| Рисунок 2.21 – Свободнопоточная ГЭС гирляндного типа |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.21 |
| Рисунок 2.22 – Свободнопоточная ГЭС с ротором Савониуса |

В России имеется большое количество запатентованных разработок, посвященных созданию свободнопоточной ГЭС, к сожалению широкого внедрения данные установки до сиз пор не получили.

Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция, патент Российской Федерации №2227227 [], предназначена для получения электроэнергии, используя энергию самотечного потока воды на различной глубине в любое время года.

Гидроэлектростанция содержит зафиксированную в потоке посредством донного фундамента или плавающего средства крепежную клеть с выполненными рядом в начале встречи потока двумя приводными барабанами, а в конце клетки по ее углам – с барабанами холостого хода. При этом клеть усилена центральной перегородкой.

Барабаны выполнены полыми с осями и с расположенными по торцам барабанов зубчатыми колесами, контактирующими с цепной зубчатой передачей. На последней посредством осей закреплены двустворчатые лопасти, образуя замкнутые, типа транспортера, правую и левую петли, выполненные из жесткого материала и разнесенные под углом от центральной перегородки, с обеспечением вращения в разные стороны ведомых барабанов, связанных шестернями устройства обратного вращения и мультипликатора с электрогенератором.

Створки лопастей закреплены свободно с возможностью открытия и закрытия потоков, при закрытии внутренняя створка лопасти располагается с возможностью скольжения по оси барабана холостого хода, а фиксация открытия створок произведена посредством ограничителя.

Устройство, действие, подтверждение возможности осуществления изобретения, названное "Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция" (БВГЭС) в патенте дается с помощью следующих чертежей, схем и пояснений.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\рисунок 2.22 |
| Рисунок 2.23 ­– Фронтальная проекция БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.23 |
| Рисунок 2.24 – Горизонтальная проекция БВГЭС |

На рисунках 2.23, 2.24 даны фронтальная и горизонтальная проекции БВГЭС (соответственно).

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.24 |
| Рисунок 2.25 – Аксонометрическое изображение БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.25 |
| Рисунок 2.26 – Система привода БВГЭС |

На рисунке 2.25 - БВГЭС в аксонометрическом изображении. На рисунке 2.26 показано взаимодействие зубчатых колес барабанов с устройством передачи обратного вращения и мультипликатором.

БВГЭС содержит крепежную клеть 1, усиленную по центру перегородкой 2. С помощью них в начале встречи потока выполняются рядом два приводных барабана 3, а в конце клети (1) по ее углам по барабану холостого хода 4. Барабаны полые и имеют по торцам зубчатые колеса 5, по которым ходит цепная замкнутая передача 6, на которой посредством осей 7 крепятся двустворчатые лопасти 8, что в целом образуют две замкнутые, типа транспортера, петли 9 - правую и левую, разнесенные под углом от центральной перегородки (2). У барабанов (3, 4) фланец 10 и ось 11 выполняется с диаметром, обеспечивающим его прочность, а также возможность свободного и упорядоченного прохода створок лопастей (8).

Подключение в работу (под нагрузку) у правой и левой петли (9) лопастей (8) наружными сторонами транспортерной ленты производит вращение ведомых барабанов (3) в разные стороны, потому через устройство передачи обратного вращения 12 раскручивается мультипликатор 13, который передает известным способом нужные обороты электрогенератору 14.

К недостаткам данной конструкции можно отнести: низкую частоту вращения вала турбины, необходимую для обеспечения максимального КПД ВПГЭС; необходимость применение передаточного механизма с высокими передаточными числами приводит к удорожанию конструкции, и снижению надежности конструкции; применение в качестве привода гибкой цепной передачи исключает длительную работу ВПГЭС в воде; применение тяжелого балласта для удержания БВГЭС на дне русла, существенно затрудняет монтаж и демонтаж БВГЭС с целью планового осмотра; отсутствие защиты от наносов, существенно снижает ресурс БВГЭС.

Бесплотинная гидроэлектростанция – патент Российской Федерации №2221932 [] – содержит фундамент и турбины с лопатками и диафрагмами, вертикальный вал которых установлен на подпятнике подшипника фундамента и соединен посредством редуктора с электрогенератором. Гидроэлектростанция выполнена в виде башни, закрепленной на дне реки якорным устройством, при этом вертикальный вал турбин проходит внутри башни, а турбины с диафрагмами расположены параллельно друг другу и снабжены направляющим аппаратом с одной стороны, а с другой стороны - цилиндрическими сегментами, причем диафрагмы через пустотелые стойки скреплены анкерными болтами.

У гидроэлектростанции пустотелые стойки снабжены обтекателями и установлены в направляющих элементах диафрагмы. У гидроэлектростанции фундамент снабжен вертикальным заостренным стержнем, заглубленным в дно реки, и стержнем с передней режущей частью и механизмом для ручного поворота и закрепления гидроэлектростанции. Конструкция гидроэлектростанции позволяет обеспечить преобразование энергии воды без строительства плотины.

Изложенная сущность изобретения поясняется чертежами (рисунки 2.27-2.30)

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.26 |
| Рисунок 2.27 – Продольный разрез сдвоенной бесплотинной ГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.27 |
| Рисунок 2.28 – Поперечный разрез ГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.28 |
| Рисунок 2.29 – Продольный разрез ГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.29 |
| Рисунок 2.30–Схема закрепления ГЭС |

На рисунке 2.27 показан продольный разрез сдвоенных бесплотинных ГЭС; на рисунке 2.28 изображен поперечный разрез с видом турбин с вогнутыми рабочими лопатками, направляющим аппаратом и цилиндрическим сегментом; на рисунке 2.29 показано продольное сечение по башенной бесплотинной ГЭС; на рисунке 2.30 приведен продольный разрез по микроГЭС;

Беплотинная ГЭС содержит фундамент, в частности с установленными на нем двумя ГЭС башенного типа, с вертикально расположенными валами, каждый из которых установлен в подпятник. Башни ГЭС разделены горизонтальными диафрагмами, между которыми размещены турбины 6.

Между диафрагмами установлены пустотелые цилиндрические стойки, обеспечивающие точное расстояние между диафрагмами, связь всей конструкции в единое целое и прочность конструкции башни за счет анкерных болтов, которыми стянуты элементы башни через стойки и диафрагмы.

Сверху на диафрагмах установлены редукторы, крепящиеся через муфты с валом и муфты с электрогенератором. Прочность конструкции из редуктора с генератором достигается размещением их в цилиндрической оболочке, каждая с помощью косынок, выполненных таврового профиля, которые с помощью шпилек крепятся к верхней диафрагме в каждой башне ГЭС. Косынки расположены равномерно по окружности на заданном расстоянии друг от друга.

Болтами осуществляется крепление в оболочке генератора и редуктора. Турбина, показанная на этой фигуре, имеет сквозное отверстие для пропуска и крепления вала на шпонках, вогнутые рабочие лопатки, ротор соединенные в единую конструкцию описываемой турбины.

На каждой диафрагме размещен направляющий аппарат с лопатками, а с противоположной стороны диафрагмы колесо турбины закрыто от набегающего потока воды цилиндрическими сегментами, выполненными в виде швеллера.

Для предотвращения смещения элементов конструкции башни ГЭС пустотелые стойки входят в направляющие элементы всех диафрагм.

Одним из существенных плюсов данной конструкции является возможность ее работы в период ледяного покрова, за счет соединения каждого барабана с валом турбины через обгонную муфту, что дает возможность работать барабанам находящимся под ледяным покровом. К недостаткам можно отнести: низкий КПД турбины, обусловленный использованием ковшовой турбины в свободном потоке; наличие направляющего аппарата, существенно увеличивающего сложность конструкции; высокую материалоемкость; отсутствие механизма защиты от наносов.

Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция – патент Российской Федерации №2171912 [] – предназначена для преобразования энергии потока воды в электрическую энергию в любое время года. Устройство содержит заглубленный в поток вертикальный корпус ротора, разделенный на барабаны со смещенными по окружности лопастями для равномерной работы. Лопастей имеется три вида: внутренние створчатые, поворотные ступенчатые и флюгерные. Последние вращаются в обратном направлении от барабанов, так как работают на встречной ветви потока. Передача вращения в едином направлении осуществляется за счет устройства, увязанного с центральным валом ротора и мультипликатором. Все части и механизмы закрепляются в клети, которая является основой крепления конструкции в потоке.

Целью изобретения является увеличение мощности бесплотинной всесезонной ГЭС (БВГЭС) за счет вовлечения в работу отсекаемой половины потока, так называемой встречной ветви, дополнительными лопастями, а также равномерного распределения нагрузки на опору и сам ротор за счет приложения действующих сил на конструкцию со всех сторон.

Указанная цель достигается тем, что ротор вместо вращения на вертикальной опоре по внутренним и внешним круглым направляющим, как в прототипе, в заявляемом устройстве вращается на подшипниках центрального вала, который увязан с клетью, несущей здесь основную роль опоры изделия, на которой выполняется только внешняя круглая направляющая для роликов, если это просят прочностные расчеты в иных конструкциях. За счет центрального вала и клети удерживаются четыре или шесть (по кругу) вращающихся рамы, на концах которых имеются дополнительные поворачивающиеся на своих осях лопасти, работающие на встречной ветви потока по принципу флюгера, а передающееся от них усилие в другую от вращения барабанов сторону через устройство передачи обратного вращения, дается в едином направлении.

В заявляемом устройстве сохраняется очередность и принцип работы внутренней створчатой и внешней подвижной ступенчатой лопастей прототипа, но к раскручиванию вала электрогенератора добавляется дополнительная сила, получаемая за счет дополнительной, так называемой, флюгерной лопасти (третьей по виду), работающей на встречной ветви потока и вращающейся навстречу вращения барабанов с теми двумя лопастями (внутренней и внешней).

Устройство, названное "Бесплотинная Всесезонная Гидроэлектростанция" (БВГЭС), состоящей из двух барабанов с внутренними створчатыми лопастями и подвижными ступенчатыми работающими на одной ветви потока и флюгерными работающими на другой, поясняется с помощью следующих чертежей, схем и фотографии.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.30 |
| Рисунок 2.31 – Фронтальная проекция БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.31 |
| Рисунок 2.32 – Горизонтальная проекция БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.32 |
| Рисунок 2.33 – Аксонометрическое изображение БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.33 |
| Рисунок 2.34 – Привод БВГЭС |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.34 |
| Рисунок 2.35 – Устройство передачи обратного вращения |

БВГЭС содержит клеть, на которой посредством центрального вала закрепляется ротор с мультипликатором и электрогенератором. Ротор для работы с одной стороны потока имеет лопасть внутреннюю створчатую и наружную поворотную ступенчатую лопасть, на концах ступеней которой выполнены карманы для более быстрого поднятия их потоком в рабочее состояние. Цилиндр разбит на барабаны, каждый из которых по окружности может иметь четыре или шесть (в зависимости от размеров конструкции и Vп) ступенчатых наружных лопастей и створчатых внутренних. Конструктивно барабаны могут изготовляться отдельно друг от друга и затем скрепляться образуя цилиндр, а для равномерного вращения ротора оси лопастей у барабанов смещаются на угол равный 360o, деленные на количество осей. Барабаны могут образовываться и делением единого остова цилиндра перемещением на нем осей лопастей на расчетный угол.

Над и под цилиндром, на центральном валу, на подшипниках качения крепится рама, на концах которой выполнена флюгерная лопасть. Количество их (по окружности) может быть четыре или шесть, что зависит от диаметра ротора и скорости потока. Для прочности все рамы увязываются вверху и внизу жесткой стяжкой.

Редуцирование вращения происходит за счет известного мультипликатора добавленного устройством передачи обратного вращения, которое состоит из наружной обоймы подшипника качения, которое не только удерживает раму флюгерной лопасти на центральном валу внизу и вверху, а и позволяет ей вращаться в обратном направлении от вращения вала, который раскручивается лопастями. Вверху рама крепится к обойме подшипника качения через зубчатое рабочее колесо с обратной нарезкой, которая передает свое вращение основной шестерни, Этой же основной шестерни передается вращение в этом же направлении и от шестерни центрального вала. На оси основной шестерни закреплена промежуточная шестерня мультипликатора, с которой через шестерню раскручивается вал электрогенератора. Разная скорость вращения флюгерных лопастей и ступенчатых из-за хождения по окружностям с разным диаметром учитывается при проектировании мультипликатора, по известным законам механики, в пользу наименьших потерь, при редуцировании.

К недостаткам данной конструкции можно отнести: низкую надежность, обусловленную наличием сложного передающего механизма, и большого количества шарнирных соединений.

Наплавная гидроэлектростанция - патент Российской Федерации №2269672 [] предназначена для преобразования энергии речного потока в электрическую энергию. Устройство содержит плавучее основание, выполненное в виде катамарана, на котором размещены привод генераторов тока, генераторы тока, система стабилизации параметров тока, подводная активная турбина, способная работать в полностью погруженном состоянии, и ее подъемник. Турбина выполнена в виде ленточного транспортера, установленного на ребро под углом к потоку реки. По всей ширине и длине транспортерной ленты закреплены лопасти турбины, выполненные, например, из эластичного материала. Каждая лопасть выполнена в виде ковша, способного складываться и ложиться на транспортерную ленту при переходе с рабочей на холостую ветвь транспортера и имеющего на внешней поверхности карман для автоматического подъема лопасти потоком реки, при переходе ее из холостого в рабочее положение.

Подъемник самой турбины имеет в своем составе коромысло, на которое подвешивается турбина, одним концом шарнирно закрепленное на плавучем основании станции, вторым - на раме турбины, с закрепленным на ней коническим редуктором привода генераторов тока, причем таким образом, что продольные оси шарниров коромысла подъемника и продольная ось ведомой шестерни конического редуктора расположены на одной линии. Кроме того, станция оборудована устройствами, позволяющими изменять угол установки турбины к потоку реки в процессе работы станции.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.35 |
| Рисунок 2.36 – Общий вид наплавной гидроэлектростанции (поперечный разрез) |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.36 |
| Рисунок 2.37– Общий вид станции (вид со стороны турбины) |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.37 |
| Рисунок 2.38 – Общий вид станции (вид в плане) |

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Рисунок 2.38 |
| Рисунок 2.39 – Схема установки станции на реке. |

Наплавная гидроэлектростанция с подводной турбиной состоит из плавучего основания 1, на котором помещен привод генераторов тока 2. На специальном подвесе 3 с подъемником 4 сбоку плавучего основания станции 1 к ней шарнирно крепится турбина 5 с лопастями 6, закрепленными на рабочей поверхности ленты 7, активной турбины станции.

Лопасти 6 турбины 5 выполнены из эластичного материала и представляют собой пластины, закрепленные одним концом на транспортерной ленте 7 турбины 5.

Второй конец пластины с той же лентой соединен двумя гибкими связями 8, причем эти связи закреплены на пластине таким образом, что центр пластины получается в виде кармана. При воздействии потока реки на пластины и ее карман он отгибает ее от ленты на определенный угол, ограниченный длиной гибких связей, и пластина вместе со связями приобретает форму ковша, развернутого против течения реки.

На раме турбины 5 закреплен конический редуктор 9, который жестко связан с ведущим туером транспортера турбины и через цепной редуктор 10 валом 11 связан с приводом генераторов 2. Вал 11 проходит через всю станцию и оканчивается вилкой карданной передачи 12, позволяющей подключать к головному блоку станции дополнительные турбины, увеличивая тем самым мощность станции до заданных пределов.

На плавучем основании станции 1 размещены, кроме вышеперечисленного оборудования, помещение привода генераторов 14, кнехты, леерные ограждения, аварийный якорь 18 и прочее, необходимое для любого плавсредства оборудование. Станция на реке устанавливается под углом к потоку, как это показано на Фиг.4, и удерживается в рабочем положении канатами 15 и 17. Передний канат 15 связан с береговым якорем 17 через лебедку 16, позволяющую менять в процессе эксплуатации станции угол атаки потоком реки рабочих органов турбины станции, изменяя тем самым мощность станции как в сторону ее увеличения при падении скоростного напора реки в мелководье, так и в сторону ее уменьшения при работе станции в паводок. Турбина 5 в рабочем положении опирается на дополнительные опорные катки 19, что позволяет полностью разгрузить подвес и его подъемник от силы давления потока на него.

К существенным плюсам данной конструкции можно отнести: возможность эксплуатации не зависимо от рельефа русла; легкость извлечения турбины микроГЭС из воды с целью ее технического осмотра. Использование турбины тягового типа приводит к необходимости точного позиционирования микроГЭС относительно потока, а низкая частота вращения вала турбины требует применение сложного передающего механизма, существенно увеличивающего стоимость микроГЭС.

Специалистами СФУ разработана прогрессивная предельно упрощенная конструкция свободно-поточной микроГЭС [] (рисунок 2.40), основными элементами которой являются низкоскоростной торцевой синхронный генератор (НТСГ) и ортогональная турбина (ротор Дарье).

|  |
| --- |
| DSCN6147.JPG |
| Рисунок 2.40 – Свободнопоточная ГЭС с ортогональной турбиной мощностью 10 кВт |

Ротор Дарье представляет собой симметричную конструкцию, состоящую из двух и более аэродинамических крыльев, закреплённых на радиальных балках. На каждое из крыльев, движущихся относительно потока действует [подъёмная сила](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BE%D0%B4%D1%8A%D1%91%D0%BC%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D0%B8%D0%BB%D0%B0), величина которой зависит от угла между вектором скорости потока и мгновенной скорости крыла. Максимального значения подъёмная сила достигает при [ортогональности](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D1%80%D1%82%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C) данных векторов.

Ввиду того, что вектор мгновенной скорости крыла циклически изменяется в процессе вращения ротора, [момент силы](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%BE%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D1%82_%D1%81%D0%B8%D0%BB%D1%8B), развиваемый ротором также является переменным. Поскольку для возникновения подъёмной силы необходимо движение крыльев, ротор Дарье характеризуется плохим самозапуском. Самозапуск улучшается в случае применения трёх и более лопастей.

### 2.3.2 Сравнительные характеристики генераторов для малой гидроэнергетики

Создание малогабаритных высокоэффективных генераторов (от долей ватт до нескольких киловатт) уже давно привлекает внимание разработчиков и конструкторов автономных источников питания. В последнее время эта проблема существенно обострилась. Это связано с увеличением потребности в выработке электроэнергии за счет возобновляемых экологически чистых источников, из-за растущих экологических проблем и истощения запасов природных органических энергоносителей.

Автономные маломощные источники питания применяются для питания электроэнергией: небольших поселков, геологических партий, фермерских хозяйств, удаленных сейсмологических и метеорологических станций, радиопередатчиков и ретрансляторов. Они с успехом могут работать параллельно с дизельными электростанциями, существенно сокращая расход дизельного топлива или заменяя последние в случае аварии.

С точки зрения обеспечения наилучших массогабаритных и энергетических показателей наиболее эффективной и перспективной электрической машиной является бесконтактная электрическая машина с возбуждением от постоянных магнитов. Это связано с простотой конструкции, отсутствием скользящих контактов, возможностью многопакетного исполнения, лучшим охлаждением активной части из-за расположения тепловыделяющих узлов вблизи периферийных поверхностей машины. Торцевые синхронные генераторы дают существенный выигрыш по занимаемому пространству за счет приближения электрической машины к рабочему механизму. Малый осевой габарит генератора с возбуждением от постоянных магнитов дает возможность обеспечить конструктивную совместимость их с рядом механизмов, компактность и удобство эксплуатации и сборки.

Магнитопроводы статоров и роторов большинства, выпускаемых в настоящее время электрических машин классической конструкции выполняются шихтованными, т.е. набираются из тонких листов электротехнической стали, пазы и зубцы которых получают путем штамповки на вырубных штампах. Технология изготовления статора многополюсных машин классической конструкции существенно усложняется из-за малого межполюсного расстояния, что в технологическом отношении равносильно глубокому полузакрытому пазу. С учетом этого, высокий (40-50%) процент отхода электротехнической стали при штамповке пластин магнитопровода статора. Кроме фактического отхода листовой электротехнической стали, практически у всех многополюсных машин имеется “Скрытый отход”, статоры которых имеют сравнительно большие наружные и внутренние диаметры, что диктуется необходимостью получения большого числа полюсов. Чем больше число пар полюсов машины классической конструкции тем, как правило, больше сечение ярма ротора, т.е. больше “Скрытого отхода” электротехнической стали в нем.

Эти недостатки предопределяют повышенный интерес к разработкам нетрадиционных конструкций электрических машин меньшей металлоемкости, выполняемых по малоотходной или безотходной технологии.

Среди разработчиков и производителей электрических машин с аксиальным магнитным потоком значительное место занимают известные фирмы *“Marelli”* (Италия), *Hengshi,* “Фанук”, “Окума” (Япония), “Магнитик Технолоджи”, “Портер”, “Ханивел” (США), “Палетти Оста” (Италия), “Бош”, “Индрамат”, “Штромаг” (Германия), “Микроэлектрик” (Швейцария) и др.

В России и странах СНГ разработкой и исследованием аксиальных электрических машин занимаются ряд организаций и вузов: ВНИИЭМ, МЭИ, МИРЭА (г. Москва), институт электродинамики АН Украины (г. Киев), ТПУ, СКБЭМ (г. Томск), НГТУ (г. Новосибирск), ТПИ (г. Таллинн), НПИ (г. Новочеркасск), ЯТИ (г. Ярославль), ПИ СФУ (г. Красноярск) и др.

Анализ автономных источников питания показал большое разнообразие конструкций таких машин.

Итальянская компания *Marelli Motori* является одним из мировых лидеров в производстве трехфазных синхронных генераторов для промышленного и судового применения.

|  |
| --- |
| Marelli |
| Рисунок 2.41 – Генераторы фирмы Marelli Motori |

Синхронные генераторы *Marelli* [] отличаются высокой эффективностью, длительным сроком эксплуатации, надежностью и соответствием последним международным стандартам.

*Marelli Motori* разрабатывает, производит и продает:

1. Асинхронные электромоторы низкого и среднего напряжения, мощностью до 4.000 kW;
2. Синхронные генераторы низкого и среднего напряжения, мощностью до 5000 *kVA*;
3. Асинхронные генераторы для гидроэнергетического применения.

К преимуществам синхронных генераторов *Marelli* относятся:

1. Большой срок службы, что достигается за счет пропитки смолой высокого качества (пропитка в вакууме под давлением) и дополнительной защитой для работы во вредных производственных условиях (готовы к работе в тропических условиях).
2. Эксплуатационные качества. Рабочие части генератора сконструированы с учётом последних технологических достижений и наилучших материалов для достижения максимального качества и эффективности.
3. Безопасность. Для всех вариантов высоты оси вращения имеются нагреватели для предотвращения образования конденсата. Предусмотрен набор датчиков для контроля температуры обмотки статора и подшипников. Имеется электронное оборудование для контроля работы синхронного генератора в режиме реального времени.

Синхронные генераторы производятся с учетом требований клиентов. Генераторы могут быть изготовлены с учетом всех требований заказчика, в том числе:

1. С номинальным напряжением от 380 до 6600 В.
2. Со степенью защиты - до IP 55
3. С распределительными коробками вспомогательной и нейтральной точки.
4. Могут быть использованы шариковые подшипники, роликовые подшипники или подшипники скольжения.
5. С установленными датчиками вибрации.
6. Наличие трех бортовых трансформаторов тока нейтральной точки (ТТ), как с одинарным, так и с двойным сердечником.
7. С другими опциями, по требованию заказчика.

Генераторы выполнены в соответствии со стандартами IEC 60034-1; CEL EN 60034-1; BS 4999-5000; VDE 0530, NF 51-100, 111; OVE М-10; NEMA MG 1.22; Система изоляции сертифицирована (сертификат UL предоставляется по требованию). Данные генераторы могут быть установлены на машины, имеющие маркировку *«СЕ».*

Генераторы могут работать при напряжении частотой 50 и 60 Гц.

По требованию клиента генераторы *Marelli* могут проектироваться на другие напряжения и для работы при 400 Гц.

Новая серия генераторов называется NPE [] и является результатом многолетнего опыта фирмы *Marelli Motori* в производстве источников энергии, и внимательного исследования и исследователей с целью идти в ногу с технологическим развитием тогда, когда технологии являются выигрышной картой.

Другим примером генератора для малой гидроэнергетики является новая серия *NPE32*. Основная задача заключалась в создании компактного генератора переменного тока, имеющего значительно меньший объем, чем другие генераторы, что значительно снижает габаритные размеры энергоустановки.

|  |
| --- |
|  |
| Рис 2.42 – Генераторы серии *NPE32* |

Другим крупным производителем генераторов, которые используются в городе, сельской местности, на рабочих местах и горных пастбищах является фирма *Hengshi* [].

Генераторы имеют четыре выводных проводов от обмотки, соединенной в звезду с нейтральной точкой, при номинальном линейном напряжении 400В, фазном напряжении 230 В, частоте 50 Гц, коэффициенте мощности 0,8 (отстающем). Могут быть изготовлены генераторы на 60Hz с различным напряжением в соответствии с желанием заказчика.

Генераторы способны поддерживать постоянное напряжение, когда происходит внезапное изменение (увеличение или уменьшение) нагрузки. В этом случае генератор возвращается к своему нормальному рабочему состоянию, или переходить в режим ненагруженного двигателя с короткозамкнутым ротором без пускового устройства.

Однофазный синхронный генератор переменного тока может работать непрерывно при следующих условиях:

1. Высота над уровнем моря: не более 1000м.
2. Температура окружающей среды: -15 ° C ~ 40 ° C
3. Относительная влажность воздуха не превышает 90%

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.43 – Генераторы фирмы *Hengshi* |

Водозащищенные генераторы фирмы *Techtop* [] (рисунок 2.44) с роторным полем и с гармонической системой возбуждения, просты в эксплуатации и обслуживании. Генераторы *STC* серии, используются в городе, сельской местности, на рабочих местах, горных районах и пастбищах, как источник электроэнергии для освещения. Также они могут быть использованы в качестве резервного источника питания в аварийных случаях. Трехфазные генераторы имеют четыре выводных проводов, соединенные в звезду с нейтральной точкой. Номинальное линейное напряжение сети 400 В, фазное напряжение 230 В, частота 50 Гц, коэффициент мощности 0,8 (отстающий). Они могут быть изготовлены на 60Hz с различным напряжением в соответствии с желанием заказчика. Генераторы могут быть связаны с первичным двигателем непосредственно или через V-образный ремень, для прямого или обратного непрерывного вращения при номинальной скорости. Если скольжение составляет 3%, а нагрузка варьируется в диапазоне от 0 до 100%, то *cosφ = 1,-0,8* при хорошем постоянном напряжении. После внезапного изменения (увеличения или уменьшения) нагрузки генератор достаточно быстро возвращается в рабочий режим.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.44 – Генераторы фирмы *Techtop* |

|  |
| --- |
| Безымянный4.png |
| Рисунок 2.45 – Генератор фирмы *Hongkun* |

Другим примером генераторов для малой гидроэнергетики являются генераторы фирмы Циндао *Hongkun* ООО []. Низкоскоростные генераторы имеют возбуждение от редкоземельных постоянных магнитов.

В ветровой турбине используются высококачественные подшипники, магниты, другие компоненты теплового излучения.

Корпус выполнен из высококачественной стали или высокопрочного чугуна, которые имеют хорошие антикоррозионные свойства для защиты от ветра и песка, эти генераторы работают при температурах от -40 до +60 градусов

Технические параметры:

1. Диапазон напряжения: 100V-690V
2. Диапазон мощности: 16 кВт-3000 кВт
3. Скорость: 1500 (1800) об / мин (50Hz/60Hz)
4. Коэффициент мощности: 0,8 (ЛАГ)

Исполнительный стандарт:

1. IEC60034-1 (Международная электротехническая комиссия)
2. GB755 (национальных стандартов вращающихся электрических машин)
3. BS5000 (британский стандарт)
4. NEMA MG1-22 (североамериканский стандарт)
5. CAS22-2 (канадский стандарт)
6. CDE0530 (немецкий стандарт)
7. CE

Особенности:

1. Уникальная структура и простота в обслуживании и ремонте
2. Высокое качество работы в условиях окружающей среды
3. Короткий производственный цикл, и быстрая доставка
4. Отказов главной машины ниже, чем 0,2%;

Схема соединения: Y-соединение для стандартного генератора, доступны многофазные исполнения.

Присутствует запатентованная технология статора

В конце обмотки статора, концы катушек различных фаз при выходе из пазов равномерно завернуты в изоляционные ленты вдоль проводников, способствующие повышению прочности изоляции и механической прочности.

Статор и каждая его катушка обрабатывается, специальной жидкостью, для уменьшения перегрева проводников.

Система возбуждения в заднем щите генератор легко снимается для обслуживания и ремонта.

К настоящему времени существует большое количество запатентованных конструкций электрических генераторов с постоянными магнитами, которые могут быть использованы в автономных системах электрооборудования, в автоматике и бытовой технике, на авиационном и автомобильном транспорте, а также в качестве гидро- и ветрогенераторов.

К таким генераторам относится электрическая машина Чернухина Владимира Михайловича, патент №2393615 []. Предлагаемый однофазный бесконтактный магнитоэлектрический генератор содержит статор, сердечник якоря которого набран из изолированных листов электротехнической стали с высокой магнитной проницаемостью и имеет явно выраженные полюсы с катушечной однофазной обмоткой якоря. Каждая катушка обмотки размещена на соответствующем явно выраженном полюсе якоря. Безобмоточный ферромагнитный ротор, содержит индуктор с нечетными и четными сердечниками с одинаковым числом явно выраженных полюсов на каждом сердечнике. Нечетные и четные сердечники индуктора выполнены в виде пакетов, набранных из изолированных листов электротехнической стали с высокой магнитной проницаемостью. Четные сердечники индуктора смещены относительно нечетных в тангенциальном направлении на половину полюсного деления сердечника индуктора, сердечники индуктора насажены на соответствующие магнитопроводы индуктора, между магнитопроводами индуктора расположены кольцевые слои аксиально намагниченных в одном направлении сегментарных постоянных магнитов.

|  |
| --- |
| 2393615.tif |
| Рисунок 2.46 - Продольный разрез однофазного бесконтактного магнитоэлектрического генератора |

Генератор (рисунок 2.46) состоит из магнитопровода 1, сердечника 2, якоря 3, якорь имеет явно выраженные полюсы, на которых размещена катушечная однофазная обмотка якоря, выполненная катушками 4, расположенными на соответствующих явно выраженных полюсах 3 якоря по одной на каждом полюсе. Индуктор при помощи подшипников 15, вала 5 и подшипниковых щитов 16 позиционирован относительно якоря. Вал 5 выполнен из магнитной или немагнитной стали или из титана. Если вал 5 магнитный, то на нем закреплена немагнитная втулка 6, толщина которой в радиальном направлении значительно превышает воздушный зазор между статором и ротором. Немагнитная втулка 6 может быть выполнена из сплавов алюминия, меди, титана или нержавеющей стали. На немагнитной втулке 6 насажены втулки 7-9, выполненные из магнитомягкой стали с высокой магнитной проницаемостью и являющиеся магнитопроводами индуктора, на втулках 7 и 9 напрессованы соответственно нечетные 11 и 13 сердечники индуктора, на втулке 8 напрессован четный сердечник 12 индуктора. Между магнитопроводами 7-9 индуктора расположены кольцевые слои аксиально намагниченных в одном направлении сегментарных постоянных магнитов 10. Для машин с малыми диаметрами роторов возможно применение цельных кольцеобразных постоянных магнитов 10. Созданный постоянными магнитами 10 магнитный поток замыкается униполярно через магнитопроводы и сердечники индуктора в радиальном направлении, воздушный зазор между индуктором и якорем и сердечник якоря в радиальном направлении и магнитопровод 7 в аксиальном направлении.

На рисунке 2.47 показана “Торцевая бесконтактная электрическая машина”, Патент РФ № 2076434 []. В торцевой бесконтактной электрической машине каждый полюс Р-полюсной системы выполнен из пары магнитомягких призматических брусков 5, 6, смещенных вдоль аксиальной длины ротора, снабженных постоянными магнитами 7 - 16. Сердечники 4 первой Р-полюсной системы расположены внутри магнитомягких колец 17, 18, плотно прилегающих к полюсам второй Р-полюсной системы, являясь шунтами магнитов 9, 11.

Генераторы с электромагнитным возбуждением могут быть однопакетными и двухпакетными. В конструкции двухпакетного генератора готовые сердечники полюсов с намотанными на них катушками возбуждения собираются в один узел при помощи наружного бандажа и внутреннего кольца, изготовленных из немагнитной стали. Однако, обеспечивая повышенное использование активных материалов и хорошие регулировочные свойства, в генераторах этого типа трудно получить безотказное самовозбуждение, качественные характеристики электроэнергии, высокую надежность.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.47 – Торцевая бесконтактная электрическая машина |

Синхронные торцевые генераторы с электромагнитным возбуждением из-за наличия контактных колец не могут серьезно рассматриваться как возможный элемент автономного источника питания, вследствие невысоких энергетических показателей при малогабаритном исполнении, низкой надежности, необходимости квалифицированного обслуживания и неэффективностью работы на низких частотах вращения.

Другим примером генератора для возобновляемых источников энергии является патент Шкондина В. В. №2303849 [].

Корпус 1 электрогенератора (рисунок 2.48) обычно отливают из алюминиевого сплава, чугуна либо делают сварным. Монтаж электрогенератора в месте его установки осуществляется посредством лап 7 или с помощью фланца. Статор генератора 5 имеет цилиндрическую внутреннюю поверхность, на которой с одинаковым шагом крепятся идентичные электромагниты 6 (в данном случае десять). Каждый из указанных электромагнитов имеет по две катушки 8 с последовательно встречным направлением обмотки, расположенных на П-образном сердечнике 9. Пакет сердечника 9 собирается из нарубленных пластин электротехнической стали на клею или склепывается. Выводы обмоток электромагнитов через одну из выпрямительных схем (не показано) подключаются к выходу электрогенератора.

|  |
| --- |
| 1334262.gif |
| Рисунок 2.48 – Генератор Шкондина |

Ротор 3 отделен от статора воздушным промежутком и несет четное число постоянных магнитов 4, расположенных таким образом, что образуются два параллельных ряда полюсов, равноудаленных от оси генератора и чередующихся по полярности в продольном и поперечном направлениях. При вращении электрогенератора каждая из катушек электромагнитов проходит над соответствующим рядом чередующихся полюсов. Постоянные магниты и сердечники электромагнитов имеют форму такую, чтобы минимизировать потери и добиться однородности (насколько это возможно) магнитного поля в воздушном зазоре при работе электрогенератора.

Принцип действия электрогенератора, выполненного в соответствии с настоящим изобретением, аналогичен принципу действия традиционного синхронного генератора. Вал ротора механически связан с приводным двигателем (источником механической энергии). Под действием вращающего момента приводного двигателя ротор генератора вращается с некоторой частотой. При этом в обмотке катушек электромагнитов в соответствии с явлением электромагнитной индукции наводится ЭДС. Поскольку катушки отдельного электромагнита имеют разное направление обмотки и находятся в любой момент времени в зоне действия различных магнитных полюсов, то наводимая ЭДС в каждой из обмоток складывается.

В процессе вращения ротора магнитное поле постоянного магнита вращается с некоторой частотой, поэтому каждая из обмоток электромагнитов попеременно оказывается то в зоне северного (N) магнитного полюса, то в зоне южного (S) магнитного полюса. При этом смена полюсов сопровождается изменением направления ЭДС в обмотках электромагнитов.

Обмотки каждого электромагнита соединены с устройством для выпрямления тока, которое обычно представляет собой одну из стандартных выпрямительных схем, выполненных на диодах: двухполупериодную со средней точкой или одну из мостовых схем.

С точки зрения обеспечения наилучших массогабаритных и энергетических показателей наиболее эффективной и перспективной электрической машиной является бесконтактная электрическая машина с возбуждением от постоянных магнитов. Это связано с простотой конструкции, отсутствием скользящих контактов, возможностью многопакетного исполнения, лучшим охлаждением активной части из-за расположения тепловыделяющих узлов вблизи периферийных поверхностей машины. Торцевые синхронные генераторы дают существенный выигрыш по занимаемому пространству за счет приближения электрической машины к рабочему механизму. Малый осевой габарит генератора с возбуждением от постоянных магнитов дает возможность обеспечить конструктивную совместимость их с рядом механизмов, компактность и удобство эксплуатации и сборки.

Магнитопроводы статоров и роторов большинства выпускаемых в настоящее время электрических машин классической конструкции выполняются шихтованными, т.е. набираются из тонких листов электротехнической стали, пазы и зубцы которых получают путем штамповки на вырубных штампах. Технология изготовления статора многополюсных машин классической конструкции существенно усложняется из за малого межполюсного расстояния, что в технологическом отношении равносильно глубокому полузакрытому пазу. С учетом этого, высокий (40-50%) процент отхода электротехнической стали при штамповке пластин магнитопровода статора. Кроме фактического отхода листовой электротехнической стали, практически у всех многополюсных машин имеется “Скрытый отход”, статоры которых имеют сравнительно большие наружные и внутренние диаметры, что диктуется необходимостью получения большого числа полюсов. Чем больше число пар полюсов машины классической конструкции тем, как правило, больше сечение ярма ротора, т.е. больше “Скрытого отхода” электротехнической стали в нем.

Эти недостатки предопределяют повышенный интерес к разработкам нетрадиционных конструкций электрических машин меньшей металлоемкости, выполняемых по малоотходной или безотходной технологии.

С точки зрения снижения массы и габаритов, наиболее перспективной является использование низкоскоростных электрических машин. С увеличением чисел пар полюсов до 10 и более при использовании торцевой конструкции, оказывается возможным снижение массы электрической машины в 2 и более раз. Это предполагает приоритетное использование торцевых электрических машин в областях, связанных с низкоскоростными первичными двигателями (например, микрогидроэнергетика и ветроэнергетика) или областях, связанных с низкоскоростным электроприводом. Применение низкоскоростных торцевых электрических генераторов позволяет существенно упростить конструктивные схемы, за счет отказа от применения мультипликаторов снизить габариты и стоимость.

## 2.4 Анализ основных потребителей малой гидроэнергетики в России и Красноярском крае

Гидроэлектростанции – еще один из источников энергии, претендующих на экологическую чистоту. В начале XX века крупные и горные реки мира привлекли к себе внимание, а концу столетия большинство из них было перегорожено каскадами плотин, дающими баснословно дешевую энергию. Однако это привело к огромному ущербу для сельского хозяйства и вообще природы: земли выше плотин подтоплялись, ниже – падал уровень грунтовых вод, терялись огромные пространства земли, уходившие на дно гигантских водохранилищ, прерывалось естественное течение рек, загнивала вода в водохранилищах, падали рыбные запасы и т.д. На горных реках все эти минусы сводились к минимуму, зато добавлялся еще один: в случае землетрясения, способного разрушить плотину, катастрофа могла привести к тысячам человеческих жертв. Поэтому современные крупные ГЭС не являются действительно экологически чистыми. Однако минусы ГЭС породили идею миниГЭС, которые могут располагаться на небольших реках или даже ручьях.

В России зоны децентрализованного энергоснабжения составляют более 70% территории страны. До сих пор у нас можно встретить населенные пункты, в которых электричества не было никогда. Причем не всегда это поселения Крайнего Севера или Сибири. Электрификация не затронула, например, некоторые уральские поселки - края, который вряд ли назовешь неблагополучными с точки зрения энергетики. Между тем, электрификация отдаленных и труднодоступных населенных селений - дело не такое уж и сложное. Так, в любом уголке России найдется речка или ручей, где можно установить микроГЭС (рисунок 2.49).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.49– Гидроэнергетические ресурсы регионов РФ |

Малыми ГЭС в России принято считать объекты, мощностью менее 25-30 МВт. На сегодняшний момент, в нашей стране эксплуатируется порядка сотни таких ГЭС общей мощностью более 600 МВт. Из них около 30 МВт были введены за последние 15 лет.

Малые ГЭС могут работать как и в единой российской энергосистеме, так и совершенно автономно. Поэтому владельцами могут быть: энергокомпании, различные государственные/муниципальные организации. Наиболее крупные собственники малых ГЭС (по данным компании «РусГидро»): «ОАО РусГидро» и его дочерние компании – 30 (на Северном Кавказе и Камчатке), ОАО «ТГК-1» – 15, ГУП «Мосводоканал» – 10, ОАО «Башкирэнерго» – 8, ФГУП «Канал имени Москвы» – 5.

Считается, что малая гидроэнергетика является альтернативой централизованному энергоснабжению для удаленных и труднодоступных районов. Использование мини-ГЭС позволяет зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне, решает проблему перебоев электроэнергии.

Малые реки — наиболее распространенный вид водных объектов на Земле, большинство из них — верхние звенья и истоки крупных речных систем. Использование стока малых рек в целом ряде районов Российской Федерации является в настоящее время одним из важнейших направлений энергоснабжения в связи с трудностями доставки органического топлива и его дороговизной. Малые реки преобладают в гидрографической сети по числу и общей длине: из 3 млн. рек на территории бывшего СССР 2,9 млн. — малые реки, 94 % длины речной сети России — малые водотоки. Их сток колеблется от 25 до 85 % и составляет в среднем около 50 % общего стока рек. В водохозяйственном балансе сток малых рек невелик — около 25 %, а безвозвратное потребление водных ресурсов из них — около 22 %. Однако значение малых рек в жизни общества трудно переоценить в связи с их исключительной ролью в удовлетворении потребностей хозяйства в водных ресурсах и охватом ими значительных территорий — на долю малых рек (с длиной до 100 км) приходится 95 % общей протяженности гидрографической сети. Их большая ландшафтообразующая роль определяется во многом эрозионно-транспортирующей способностью водных потоков, зависящей от уклонов, водности реки и т. д.

На водосборах малых рек и в их прибрежных зонах сосредоточена большая часть населения: до 44 % городских жителей и 90 % сельских; 127 тысяч малых рек используется для нужд населения и хозяйственного комплекса.

Чрезвычайно широк рынок спроса, начиная от владельцев собственных садовых домиков в центральных районах России и заканчивая поселками в Арктической зоне. К потребителям средств малой энергетики в последнее время можно отнести и различные промышленные предприятия, стремящиеся повысить надежность и эффективность своего энергоснабжения при сохранении разумных тарифов на энергоресурсы.

Основными потребителями средств малой гидроэнергетики могут стать индивидуальные собственники жилья, сельских населенных пунктов, поселков городского типа, отдельные промышленные или сельскохозяйственные объекты, прииски, рудники, воинские части, курортные базы, зимовки, научные полигоны и пр., которые по различным экономическим, экологическим или другим причинам не могут или не хотят присоединяться к централизованным электрическим и/или тепловым сетям. В подавляющем большинстве случаев речь идет о мощностном диапазоне от нескольких киловатт (отдельно стоящий дом, зимовка и т. д.) до десятков мегаватт (поселок с населением несколько тысяч человек, небольшое предприятие, военная или геологоразведочная база и т. д.);  Две трети территории России не подключено к энергосистеме

Малые и микроГЭС - объекты малой гидроэнергетики. Эта часть энергопроизводства занимается использованием энергии водных ресурсов и гидравлических систем с помощью гидроэнергетических установок малой мощности (от 1 до 3000 кВт). Малая энергетика получила развитие в мире в последние десятилетия, в основном из-за стремления избежать экологического ущерба, наносимого водохранилищами крупных ГЭС, из-за возможности обеспечить энергоснабжение в труднодоступных и изолированных районах, а также, из-за небольших капитальных затрат при строительстве станций и быстрого возврата вложенных средств (в пределах 5 лет).

Гидроагрегат малой ГЭС (МГЭС) состоит из турбины, генератора и системы автоматического управления. По характеру используемых гидроресурсов МГЭС можно разделить на следующие категории: новые русловые или приплотинные станции с небольшими водохранилищами; станции, использующие скоростную энергию свободного течения рек; станции, использующие существующие перепады уровней воды в самых различных объектах водного хозяйства - от судоходных сооружений до водоочистных комплексов (а сейчас уже существует опыт использования питьевых водоводов, а также промышленных и канализационных стоков).

Использование энергии небольших водотоков с помощью малых ГЭС является одним из наиболее эффективных направлений развития возобновляемых источников энергии и в нашей стране. Основные ресурсы малой гидроэнергетики в России сосредоточены на Северном Кавказе, на Дальнем Востоке, на Северо-Западе (Архангельск, Мурманск, Калининград, Карелия), на Алтае, в Туве, в Якутии и в Тюменской области.

МикроГЭС (мощностью до 100 кВт) можно установить практически в любом месте. Гидроагрегат состоит из энергоблока, водозаборного устройства и устройства автоматического регулирования (рисунок 2.50). Используются микроГЭС как источники электроэнергии для дачных поселков, фермерских хозяйств, хуторов, а также для небольших производств в труднодоступных районах - там, где прокладывать сети невыгодно.

|  |
| --- |
| http://alt-energetic.ucoz.ru/pictures/19314044.original.jpg |
| Рисунок 2.50 – Поперечноструйная турбина малой ГЭМ |

Распределение потребителей по отраслевому назначению в России показано на рисунке 2.51.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.51 – Распределение потребителей электроэнергии в России по отраслям |

При этом основным производителем электроэнергии в России являются тепловые электростанции (рисунок 2.52).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.52 – Доли производства электроэнергии различными типами электростанций в России |

Вследствие того что ТЭС используют вырабатывают 66% электроэнергии России, ими расходуется 1/3 всего добываемого в России топлива.

Исследование информации, предоставляемой фирмами, реализующими аналогичную продукцию на территории России [], позволило сделать следующие выводы.

Потребность покупателей в микроГЭС складывается из нескольких элементов (рисунок 2.53). Наиболее значимыми из них являются отсутствие постоянного источника электроэнергии и стремление обеспечить автономное энергоснабжение в ситуациях, когда централизованное электроснабжение сопряжено с дополнительными затратами или неудовлетворительно организовано [].

В связи с развитием альтернативной энергетики в европейских странах, Китае, Корее, объем внешних продаж составляет 80%, в то время как доля российских покупателей и покупателей из автономных республик – субъектов РФ всего 20% [].

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.53 – Составляющие потребности покупателей в микроГЭС |

По оценкам специалистов, общая емкость российского рынка в сфере малой гидроэнергетики – около 60 млрд кВт/ч, объем освоенного рынка – до 0,3 млрд кВт/ч. Элементы, из которых складывается потребность потребителей в автономных, относительно недорогих и компактных источниках электроэнергии, обуславливают структуру продаж аналогов микроГЭС на российском рынке.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.54 – Прогнозируемая структура продаж аналогов разрабатываемой микроГЭС на отечественном рынке |

Представленная на рисунке 2.54 информация позволяет сделать следующий вывод: основными покупателями на отечественном рынке являются туристические фирмы, доля же малых предприятий, в том числе, относящихся к лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности, значительно меньше.Кроме того, отсутствует информация об использовании аналогов микроГЭС в геологии.

Туристические центры на территории края расположены в местах, где электроснабжение организовано надлежащим образом (например, туристические центры на Красноярском море) или отсутствуют необходимые условия для установки микроГЭС (например, туристические центры на озерах края). В отличие от потребителей европейской части России, в Красноярском крае лишь около 20% туристических фирм, центров отдыха, гостиниц готовы рассматривать вопрос об альтернативном электроснабжении [, ]. Таким образом, максимально возможная прибыль в этом случае составит 30,5 млн. руб., без учета расходов на организацию доставки, гарантийного и сервисного обслуживания, консультирования.

Так как структура промышленного сектора экономики края, тенденции развития промышленности края, структура частного предпринимательства в производственной сфере соответствуют аналогичным показателям по России в целом [], за основу при расчете доли малых производственных предприятий в структуре рынка сбыта микроГЭС взяты данные по сбыту аналогов в европейской части РФ (рисунок 2.55). Полученные результаты представлены на рисунке 2.55 и в таблице 2.3.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.55 – Предполагаемая структура продаж микроГЭС на рынке Красноярского края. |

Принципиальное отличие предполагаемой структуры продаж микроГЭС в Красноярском крае от продаж аналогов в европейской части России заключается в том, что основную роль играют административные заказы. Кроме того, несформированность туристического бизнеса на территории края приводит к уменьшению возможного объема продаж в целом и этого сектора, в частности. Следовательно, стратегия продвижения продукции на рынок должна быть рассчитана, в первую очередь, на представителей краевой и районной администраций, на руководителей малых производственных предприятий.

Таблица 2.3 – Предполагаемая прибыль от сбыта микроГЭС в Красноярском крае.[]

|  |  |
| --- | --- |
| Сектор рынка сбыта | Максимально возможный объем прибыли без учета накладных расходов, млн.руб. |
| Бытовые и административные объекты | 4371 |
| Фермерские хозяйства и сельскохозяйственные предприятия | 670 |
| Малые предприятия, в том числе, производственные | 1189 |
| Туристические фирмы | 30,5 |
| Итого | 6260,5 |

Следует учесть, что количество фермерских хозяйств в крае сокращается []. Это соответствует тенденции сворачивания фермерской деятельности в России []. Следовательно, на расширение данной потребительской группы рассчитывать не следует. Предполагается также, что туристический бизнес в крае будет развиваться, поэтому возможно увеличение доли этой потребительской группы в общем объеме продаж микроГЭС на рынке края.

Во всем мире идет возврат к малым ГЭС, незаслуженно забытым в 60-е годы прошлого века, в угоду ГЭС большой и сверхбольшой мощности. Главным образом, упор делается на низконапорные малые ГЭС плотинного типа. Это объясняется проработанной технологией строительства таких электростанций и достаточно стабильными условиями их работы. С помощью микрогидроэлектростанций (мощностью до 200 кВт) можно обеспечить электроэнергией население отдаленных и горных районов, а так же фермерские хозяйства. Это значительно дешевле и выгоднее, чем строительство линий электропередач или эксплуатация дизельных установок.

При достаточно мягких зимах Европы и части Азии возможны строительство и круглогодичная эксплуатация миниГЭС достаточно большой мощности. Опыт сооружения и успешной эксплуатации таких миниГЭС в России и за рубежом имеется. Например, низконапорная плотинная Чемальская миниГЭС мощностью 650 кВт (Республика Алтай), деривационная Сторожевская МГЭС в Ставропольском крае мощностью 880 кВт и др. Такие электростанции включаются в единые энергосистемы, или образуют свои локальные электрические сети [] .

Проектно-изыскательские работы таких миниГЭС требуют серьезной проработки с учетом экономической целесообразности и экологических последствий. Их строительство часто сдерживается экологическими причинами. Например, недопустимо строительство плотин, перегораживающих реки с уникальным ландшафтом, используемые в туристических зонах для спортивного сплава (река Катунь и ее притоки в Республике Алтай; Мана, Сисим в Красноярском крае; реки Сихотэ-Алиня на Дальнем Востоке и др.).

Строительство гидроэлектростанций по деривационной схеме целесообразно в горных условиях, где реки имеют большие уклоны при сравнительно малых расходах. В этих условиях при небольших протяженности и поперечном сечении деривационного водовода можно получить значительные напор (до 1000 м) и мощность.

Напоры деривационных ГЭС колеблются от нескольких метров до 1767 м (ГЭС Райссек в Австрии). Расходы на деривационных ГЭС колеблются в очень значительных пределах - от нескольких кубических метров в секунду до 1530 м3/c (ГЭС Донзер-Мондрагон на р. Роне во Франции). Самый большой напор на деривационных ГЭС в России достигает 600 м, а самый большой расход 700м3/c на Нарвской ГЭС [].

Большая часть гидроэнергетического потенциала малых рек сосредоточена в Сибири и на Дальнем Востоке. В Европейской части России большие возможности для создания малых ГЭС существуют на Северном Кавказе, Урале, в Карелии и Мурманской области.

В 2006-2007 годах в Дагестане были введены в эксплуатацию пять малых ГЭС мощностью 0,6-1,4 МВт. В 2008-2009 годах полностью на средства частного инвестора была построена Фаснальская ГЭС мощностью 6,4 МВт в Северной Осетии, являющаяся частью планируемого каскада из 17 малых ГЭС общей мощностью 240 МВт в бассейне реки Урух.

В 2006-2009 годах две малых ГЭС мощностью 1,2 и 0,5 МВт были сооружены на выпускных коллекторах очистных сооружений Ульяновска. Реализуются и проекты по восстановлению малых ГЭС (в Карелии и Ленинградской области). В 2009 году ОАО "РусГидро" ввело в эксплуатацию Эшкаконскую малую ГЭС в Карачаево-Черкесии мощностью 0,6 МВт. В настоящий момент "РусГидро" реализует пилотную программу малых ГЭС, ведется исследование новых створов под строительство, воплощаются проекты строительства: Фиагдонской МГЭС в Северной Осетии, Зарагижской и Верхнебалкарской - в Кабардино-Балкарии, "Чибит" - в Республике Алтай, "Большой Зеленчук" - в Карачаево-Черкесии [].

Перспективна установка малых ГЭС на плотинах большого количества водохранилищ, созданных в интересах водоснабжения, ирригации, водного транспорта, рекреации, на ирригационных каналах, системах водоснабжения и канализации. Сегодня их можно реконструировать и технически перевооружить. Целесообразно использовать в энергетических целях существующие малые водохранилища, которых в России более 1000. Кроме того, возможно восстановление сотен малых ГЭС, ранее выведенных из эксплуатации, но сохранивших полностью или частично основные сооружения. Из всех ВИЭ малые ГЭС наиболее конкурентоспособны (за исключением обычных ГЭС). Тем не менее в сложившихся в России условиях в большинстве случаев они экономически менее привлекательны по сравнению с традиционными электростанциями. С помощью малых ГЭС можно провести электроэнергию в отдаленные населенные пункты России при сравнительно низкой стоимости установленного киловатта и коротком инвестиционном.

Для успешного развития малой гидроэнергетики необходимы меры по ее государственной поддержке, декларированные законом "Об электроэнергетике" и другими документами, но не реализованные на уровне подзаконных актов. Также требуется упростить административные процедуры получения разрешений на строительство малых ГЭС, отвода под них земель, подключения их к энергосистеме.

В регионах Сибири и Дальнего Востока строительство микроГЭС (мощностью 5 – 100 кВт) различных типов практически не ведется, что в основном связано с ограниченным их применением в зимнее время.

Отсутствие постоянного (а порой и любого) электроснабжения в населенных пунктах труднодоступных для большой энергетики районах требует новых подходов к решению проблем их электрификации.

В России главной задачей применения возобновляемой энергетики является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, находящихся в отдаленных от линий электропередач местностях, где электроэнергия подается от дизельных электростанций в течение нескольких часов в день, а зачастую не каждый день.

В отличие от крупных ГЭС малые и микроГЭС в большинстве случаев используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Это энергодефицитные населенные пункты, куда во времена существования СССР не дошла централизованная электрификация или пришли в негодность имевшиеся линии электропередач, а в настоящее время вести такие линии нерентабельно или для этого недостаточно финансирования.

Таким образом, работа возобновляемых источников электроснабжения возможна лишь в автономном режиме. Значительные гидроэнергоресурсы большого количества малых рек региона позволяют эффективно использовать малые ГЭС: плотинные, деривационные и свободнопоточные. Эффективность их использования, сравнительно низкая себестоимость электроэнергии, короткое время по подготовке и установке малых ГЭС зависит от знания особенностей, правильного применения их возможностей и достоинств [].

Особенностями работы малых ГЭС являются:

1. Существенная зависимость от изменяющегося в течение года гидроэнергии реки.
2. Невозможность круглогодичной отдачи электроэнергии от некоторых малых ГЭС (например, деривационные и свободнопоточные микроГЭС), вследствие перемерзания малых рек, ледохода и т. д.
3. Соизмеримость мощности малой ГЭС с мощностью потребителя энергии.
4. Необходимость перераспределения избыточной нагрузки (применение балластных устройств).
5. Неэффективность передачи электроэнергии на большие расстояния от микроГЭС мощностью до 20-30 кВт (нерентабельность трансформирования энергии при таких номиналов мощности).
6. Длительность установки плотинных малых ГЭС, ухудшение экологической обстановки при установке плотин, затопление территорий.

В то же время, использование малых и микроГЭС в грамотном сочетании с другими автономными источниками, использующими ВИЭ (ветроэнрегоустановками, солнечными элементами, биоэнергетикой) или невозобновляемые источники энергии (дизельными установками), приведет к реальной экономии бюджетных средств.

Параллельная работа малых ГЭС с другими источниками требует выполнения определенных условий. Эти условия, независимо от вида источников, сводятся к следующим:

1. Равенство напряжений включаемых источников;
2. Равенство частот напряжений включаемых источников;
3. Одинаковый порядок чередования фаз источников;
4. Одноименность подключаемых зажимов.

При выполнении этих условий включение источников электроэнергии проходит без толчков тока, а их параллельная работа является экономичной. Для выполнения условий включения на параллельную работу (условий синхронизации) генераторов разных источников применяют синхронизаторы. Для генераторов рассматриваемых мощностей простейшим и достаточно надежным синхронизатором являются лампы накаливания, рассчитанные на номинальное фазное напряжение источника. Схема подключения представлена на рисунке 2.56.

В зависимости от мощности малой ГЭС требования к качеству электроэнергии будут несколько отличаться. В зависимости от условий работы свободнопоточной микроГЭС (мощность каскада микроГЭС, предусмотренная в проекте не превышает 20 кВт) величина напряжения и его частота могут отличаться на 5–10 % от номинальных значений. В этом случае включение микроГЭС параллельно дизельному агрегату будет происходить при некоторых толчках тока, в пределах 15 -20 % от номинального значения (1,5 – 2 А), что допустимо для предлагаемого в проекте варианта микроГЭС. Дальнейшее регулирование величин напряжения и его частоты производится регулированием автобалластной нагрузки микроГЭС и системы автоматического управления дизельного агрегата [].

|  |
| --- |
| *F*г  *I f*  *Uf*  ***+***  **–**  *U*г  *A*  *B*  *C*  *K*  *V*  *~U*с  *f*с  Генератор  Лампы синхронизатора |
| Рисунок 2.56 ̶ Включение синхронного генератора в сеть способом точной синхронизации |

Для предлагаемых в проекте деривационных микроГЭС (мощность не превышает 50 кВт) условия включения синхронизации с другим источником энергии более благоприятные, поскольку достаточно стабильный поток воды деривационного рукава позволяет поддерживать величину напряжения и его частоту на выходе микроГЭС практически номинальными (отклонения не более 2 – 4 %).

Условия работы низконапорных (плотинных) миниГЭС достаточно стабильны. Эти миниГЭС в зависимости от годового изменения мощности водного потока и возможностей срабатывания воды в водохранилище могут работать от 6 до 10 месяцев в году с номинальной нагрузкой (в проекте рассматриваются миниГЭС мощностью в 100 – 150 кВт). На некоторых участках рек возможно строительство миниГЭС большей мощности с круглогодичной работой после серьезной проработки условий их строительства и эксплуатации с учетом экономической целесообразности и экологических последствий.

Дизельные электростанции выпускаются серийно. В большинстве предлагаемых к рассмотрению населенных пунктов электроснабжение осуществляется от установленных в них дизельных электростанций. В таких случаях эксплуатация предлагаемых малых ГЭС позволит существенно сократить расход дизельного топлива, что даст реальную экономическую выгоду (см. подраздел 4.4 тома 3 «Оценка экономической эффективности рекомендуемого состава ГЭС»). В случае отсутствия дизельных электростанций или дизельных энергоагрегатов (т.е. отсутствия всякого электроснабжения) требуется отдельный расчет дизельного источника электроснабжения и малых ГЭС (например, в ряде сел на реке Казыр). Ориентировочная мощность такого источника должна быть не меньше мощности устанавливаемой микроГЭС. Однако, эксплуатация дизельной электростанции при наличии микроГЭС дает существенную экономическую выгоду за счет значительно меньшего расхода дизельного топлива (меньшего объема работы дизельных агрегатов, а в летнее время полностью остановка дизельных агрегатов).

Дизельные электростанции (если в рассматриваемом варианте их нет) могут иметь различные мощности, частоту вращения вала генератора, различное конструктивное исполнение, способы монтажа и защиты. В зависимости от этих особенностей проектируется и изготавливается помещение для монтажа оборудования электростанции. Основными требованиями к дизельной установке являются величины мощности, напряжения и его частота.

Требования к малой ГЭС: надежность при длительной работе, стабильность выходных характеристик – возможность работы от ледохода до ледостава при выходной мощности не ниже обозначенной в паспорте, номинальное напряжение при номинальной частоте (может обеспечиваться самой микроГЭС или ее стабилизирующими устройствами), защитные устройства от находящихся в водном потоке посторонних предметов.

Для свободнопоточной микроГЭС должна быть предусмотрена возможность поднятия ее из воды на время ледостава, а также для регламентных работ или ликвидации аварийных ситуаций.

Для деривационных микроГЭС предусматривается перекрытие рукава во избежание замерзания в нем потока воды, или для проведения регламентных работ. Аналогичные меры предусмотрены для плотинной малой ГЭС (например, перекрытие водовода к турбине при значительном промерзании водохранилища вследствие его мелководности).

Все типы малых ГЭС должны иметь системы балластной нагрузки, в качестве которой могут быть элементы для превращения электрической энергии в тепловую, для нагрева помещений или воды. Переключения с полезной нагрузки на балластную, подключение или отключение дизельного агрегата должны проводиться автоматически.

При необходимости повышения мощности источника должно быть предусмотрено устройство каскадов. Это особенно важно для свободнопоточных микроГЭС, вследствие ограниченной их мощности. Каскады могут быть рекомендованы и для деривационных микроГЭС, что увеличивает мощность источника в конкретном месте.

Такая совместная работа нескольких генерирующих объектов: малых ГЭС, в том числе каскадов; дизельных электростанций; других возобновляемых источников энергии (например, солнечных коллекторов и др.) позволяет, во-первых, обеспечить непрерывное электроснабжение в течение всего года, во-вторых, эффективно использовать возобновляемую энергетику, в-третьих, экономить дорогостоящее все убывающее углеводородное топливо, снижая экологическую нагрузку. Возможные схемы таких установок приведены в подразделе 2.3 «Анализ электроснабжения от малых ГЭС» (том 3). Рисунок 2.60 представляет совместную работу микроГЭС, дизель-генератора и солнечной батареи. Теоретически можно включить сюда и ветроэнергоустановку, но, как правило, там, где есть река с большой скоростью, отсутствует ветер с необходимой энергией.

Указанные малые ГЭС ориентированы на выпуск генерирующего оборудования российской фирмы «ИНСЭТ» (агрегаты мощностью 50-100 кВт) и разработки ученых СФУ (свободнопоточные микроГЭС мощностью на сегодняшний день 5 кВт в единичном блоке). Эти агрегаты рассчитаны на климатические условия России, в том числе и Сибирского региона [82]. Энергогидроагрегаты малых ГЭС находятся либо в воде (при условии положительной температуры круглый год), либо в закрытых помещениях, где может поддерживаться температура выше уличной на 10° 20°, являющаяся не опасной для работы электрооборудования. Электрооборудование малых ГЭС для установок, находящихся зачастую в малонаселенных поселках должно быть по возможности простым и необслуживаемым в течение длительного времени. Регламентные работы следует проводить не чаще 2 раз в год.

Генераторы мощностью 50 кВт производства фирмы «ИНСЭТ», рекомендуемые в данном проекте для плотинных и деривационных ГЭС, зарекомендовали себя как достаточно надежные, не требующие постоянного обслуживания [].

В рамках национальной энергетической программы предприятие «ИНСЭТ» разработало «Концепцию развития и Схему размещения объектов малой гидроэнергетики на территории Республики Тыва», в соответствии с которой уже в этом году будет введена в эксплуатацию малая ГЭС в поселке Кызыл-Хая. В настоящее время гидроагрегаты «ИНСЭТ» эксплуатируются в Российской Федерации (Кабардино-Балкария, Башкирия), странах СНГ (Белоруссия, Грузия), а также в Латвии и других государствах.

Экологичность и экономичность мини-энергетики уже давно привлекли внимание иностранцев. МикроГЭС фирмы «ИНСЭТ» работают в Японии, Южной Корее, Бразилии, Гватемале, Швеции, Польше.

Для свободнопоточных микроГЭС в проекте рекомендованы торцевые низкоскоростные генераторы разработки ПИ СФУ оригинальной конструкции. Особенностями этих генераторов являются новое построение зубцовой зоны статора, практически полностью исключающие выход из строя статорной обмотки вследствие коротких замыканий ее витков, надежное крепление полюсов ротора. Применение в генераторе низких частот его вращения существенно повышают надежность подшипниковых узлов.

Предлагаемая система управления режимами работы микроГЭС основана на применении автобалластной нагрузки. Эта система является самой простой и дешевой, достаточно надежной, в течение длительного времени не требующей регламентных или ремонтных работ. Достоинством такой системы управления является отсутствие искажений формы выходного напряжения. Его форма формируется генератором и без искажений приходит к потребителю электроэнергии. Таким образом, обеспечивается качество выходного напряжения. Как правило, дизельные электростанции снабжены устройствами, обеспечивающими форму выходного напряжения, соответствующую ГОСТ. Таким образом, совместная работа ВИЭ и дизельной электростанции возможна, экономична и эффективна с соответствующим ГОСТ качеством напряжения.

Применение современных компьютерных технологий позволило еще на стадии концептуального проектирования свободнопоточной микроГЭС гарантировать высокую надежность ее эксплуатации в течение как минимум семи лет.

Срок службы проверенных в эксплуатации агрегатов фирмы «ИНСЭТ», принятых в проекте, также не менее семи лет (по данным фирмы до 40 лет) []. Поэтому можно утверждать, что предлагаемые малые ГЭС обладают достаточной степенью надежности для их применения в отдаленных районах.

## 2.5Анализ электроснабжения от малых ГЭС

### 2.5.1 Некоторые особенности большой гидроэнергетики

Большая энергетика использует гидроэлектростанции значительной (более 10 МВт) мощности. Большие ГЭС требуют развитой инфраструктуры: наличия дорог, необходимых для строительства, высоковольтной распределительной сети большой мощности, крупных промышленных потребителей электроэнергии. Для управления и обслуживания крупных ГЭС необходим квалифицированный персонал. С технической точки зрения большая мощность ГЭС требует сложного технологического оборудования: уникальных турбин, оборудования трансформаторных подстанций. Последнее необходимо для возможности передачи большой мощности на большие расстояния без значительных потерь в сетях, за счет высоких и сверхвысоких напряжений (от 35 до 500 кВ и более), с последующим понижением напряжения у потребителя, зачастую в несколько ступеней. Для таких линий электропередач количество ступеней трансформации в среднем 5 – 6, что требует большого количества трансформаторов большой мощности.

Крупномасштабные ГЭС требуют тщательного подхода к вопросам экологии. Искусственные водохранилища могут полностью изменить ландшафт и затопить большие территории с возможным переселением целого ряда населенных пунктов, с выводом из оборота значительных площадей сельскохозяйственных земель.

Большие ГЭС являются собственностью больших компаний или государственных предприятий, которые и управляют ими. Благодаря уменьшению удельных капитальных затрат с увеличением размеров электростанции, себестоимость произведенной электроэнергии относительно низка.

Период подготовки и реализации проекта достаточно продолжителен и является довольно дорогостоящим, что оправдывается большими масштабами объекта. Стоимость оборудования составляет относительно малую часть общей стоимости проекта.

Большие электростанции работают в составе энергосистем. Для возможности работы в энергосистеме выходные показатели генераторов (величина и форма напряжения, его частота) должны строго соответствовать норме, что достигается применением поворотно-лопастных турбин, регулированием их частоты вращения, управлением тока возбуждения генераторов и т.д.

С другой стороны крупные ГЭС при высоких капитальных вложениях обладают низкими эксплуатационными расходами. Они используют в качестве первичного энергоносителя возобновляемую природную энергию потоков воды, т. е. экологическую чистоту производимой энергии. Большая маневренность позволяет использовать ГЭС для покрытия пиковых нагрузок и в качестве резервного источника питания в энергосистеме.

### 2.5.2 Малые ГЭС в децентрализованном электроснабжении

В отличие от крупных ГЭС малые и микроГЭС в большинстве случаев используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Для малых ГЭС, мощностью до 1-2 МВт, строятся низконапорные плотины высотой до 20 м. Плотинные схемы наиболее распространенные для энергетического использования равнинных рек. Напор на гидроустановке создается сооружением плотины, перегораживающей реку и подпирающей в ней воду. В случае, когда возможно построение плотины без выхода подпорного уровня на пойму, негативное воздействие на окружающую среду не велико. Недостатком плотинных схем является изменение ландшафта, путей миграции рыб и планктона, являющегося основным кормом для рыб.

Меньший ущерб природе наносят деривационные схемы. Такие схемы широко применяют в практике строительства малых ГЭС главным образом в горных и предгорных районах. Вода из реки отводится специальным каналом с малым уклоном, меньшем чем уклон реки. Благодаря этому вода в конце канала оказывается на более высокой отметке, чем вода в естественном русле, в результате чего полученный сосредоточенный напор воды может быть использован на турбинах гидростанции.

Схемы деривационных станций могут быть следующие: деривация вдоль реки; деривация на спрямлении русла реки; переброска стока из одной реки в другую. Последнее можно применить, когда две соседние реки разделены невысоким водоразделом и имеют разное высотное положение. Примером является Сторожевская МГЭС в Ставропольском крае мощностью 880 кВт на канале, соединяющем реки Кафар и Бижгон. При длине деривации 3 км напор ГЭС составляет 31 м.

Кроме того возможны схемы малых рек при готовом напорном фронте. В этом случае могут использоваться водохранилища неэнергетического назначения, перепады каналов, трубопроводы систем водоснабжения. В состав таких сооружений входит паводковый водосброс и водовыпуск для пропуска в нижний бьеф расходов в заданном режиме.

Богатый опыт строительства и использования таких малых ГЭС, накопленный в тридцатые годы прошлого столетия, может быть с успехом применен в наше время для небольших предприятий, фермерских хозяйств, если по их территории протекают небольшие речки или ручьи. При их перегораживании можно получить мощности в пределах 5 – 10 кВт и выше. Собственный источник электроэнергии позволяет не только получать ее бесплатно, но и рационально использовать в любое время суток.

Учитывая, что малая ГЭС может работать круглосуточно, а потребность в электроэнергии на механизмы, освещение существуют не всегда, избыточную энергию, вырабатываемую ею, можно использовать для отопления помещений, подогрева различных технологических сред. Благодаря тепловой инерции, отопление может вестись в любое время суток, что обеспечивает работу ГЭС при постоянной мощности. В тепло может преобразовываться, например, с помощью термоэлектрических нагревателей (ТЭН), электроэнергия любого качества независимо от напряжения, частоты, обеспечения синусоидальности.

Схема электроснабжения от такой установки представлена на рисунке 2.57. Поток воды, постоянно протекая через турбину 1 приводит ее во вращение, которое передается ротору электрогенератора 2. Вырабатываемая электроэнергия поступает в распределительные сети производственного предприятия. С помощью автоматических выключателя *АВ1* она подается на осветительные лампы, с помощью выключателей *АВ3 – АВ5* на привод различных механизмов 3 – 5 (станков, машин, инструментов), а через выключатели АВ 6 – АВ 8 на преобразователи электроэнергии в тепло, например, на ТЭН 6-8. В схеме использованы несколько ТЭН, стоящие в разных помещениях и включаемые отдельными выключателями. Схема не исключает возможности обычного отопления, а дополняет его.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.57 – Схема электроснабжения потребителей микроГЭС |

Установка автоматических выключателей на каждый элемент схемы электропотребления придает ей большую гибкость, позволяя преобразовывать электроэнергию по мере необходимости, и защищает цепи от коротких замыканий или перегрузки.

Наиболее экономичный вариант – использование для выработки электроэнергии водохранилищ технологического назначения – может быть весьма эффективно применено в Красноярском крае и других регионов Сибири и Дальнего Востока. Поскольку большое количество малых рек перегорожено низконапорными плотинами с водовыпуском для нужд водопользования и орошения. Примером таких водохранилищ являются водохранилище в Манском районе, возле села Верхняя Есауловка, образованное при строительстве федеральной трассы Красноярск – Курагино, перегородившей реку Казанчеж, имеющее надежный водовыпуск с высотой потока 2,5 м и достаточном дебете для микроГЭС мощностью до 50 кВт. Такие же плотины устроены на реке Рыбная в Уярском районе и других местах. Эти водохранилища не нанесены на карты районов, их точное количество не известно, некоторые из них находятся рядом с линиями электропередач. Все это серьезно снижает мотивацию руководителей районов по строительству малых ГЭС: не созданы экономические рычаги для стимулирования сооружения в районах малых ГЭС.

Генератор является важнейшим элементом электрооборудования автономной электроустановки. Кроме основного назначения, заключающегося в генерировании электрической энергии генератор должен выполнять определенные функции по стабилизации или регулированию параметров, характеризующих ее качество. Конструктивное выполнение генератора должно обеспечивать возможность его эксплуатации на открытом воздухе (а часто и под водой) с высокой степенью надежности, в течение длительного времени.

Синхронные машины имеют наибольшее распространение в автономных источниках электропитания. Асинхронные генераторы применяются реже из-за сложности возбуждения и регулирования выходных электрических параметров. Тем не менее, они имеют ряд положительных особенностей, позволяющих им в ряде случаев конкурировать с синхронными машинами.

Установленная мощность электрических нагрузок составляет от единиц до десятков (реже сотен) Ватт, в составе нагрузок преобладают различные бытовые электроприборы. График нагрузки крайне изменчив, возможна значительная несимметричная загрузка по фазам источника питания. Требование соответствия вырабатываемого электрического тока требованиям ГОСТ по частоте и напряжению вызывает необходимость стабилизации частоты и величины напряжений, его синусоидальности – все что относится к качеству выходного напряжения.

Методы построения систем стабилизации частоты генерируемого напряжения можно разделить на две группы:

1. Стабилизация частоты вращения приводного двигателя.
2. Генерирование переменного тока стабильной частоты при изменяющейся скорости привода.

Рассмотрим некоторые из этих систем.

### 2.5.3 Системы управления режимами работы генератора автономных источников

Параметры потока малых рек, где, в первую очередь, предполагается использовать автономные энергетические установки, достаточно нестабильны, изменяются сезонно и существенно зависят от количества осадков в бассейне реки. Соизмеримость мощностей нагрузки и гидравлического привода генератора, а также нестационарный характер энергии малых водотоков определяют задачи стабилизации в нужных пределах частоты и напряжения переменного тока автономной энергоустановки.

К основным показателям качества источников электропитания в соответствии с ГОСТ 4.171-85 относятся параметры выходного напряжения, характеризуемые номинальной величиной и частотой. Поэтому, важнейшим элементом автономной энергоустановки является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения.

Задачами системы управления микро-ГЭС, обеспечивающей требуемые режимы её работы являются:

1. обеспечение качественного питания основных потребителей электроэнергии;
2. отключение неосновных потребителей при снижении нагрузочной способности генератора;
3. полное отключение потребителей и перевод генератора на холостой режим работы при недопустимом снижении выходной частоты;
4. включение и регулирование балластной нагрузки генератора в случае роста выходной частоты выше нормы;
5. нормализация электрического режима генератора при несимметричных нагрузках по фазам выходного напряжения.

Дополнительные требования к системе управления сводятся к:

1. выполнению функции защиты генератора от продолжительной перегрузки по току и коротких замыканий в цепи нагрузки;
2. работоспособности в широком диапазоне изменения условий окружающей среды;
3. питанию узлов схемы от напряжения сети самого генератора без использования источников электроэнергии;
4. высокой степени надежности, обеспечивающей безотказную работу в течение продолжительного срока эксплуатации.

Электромеханические системы преобразования энергии воды в электроэнергию необходимого качества можно условно разделить на пять основных классов:

1. Системы со стабилизацией частоты вращения гидротурбины путем воздействия на элементы гидротехнического оборудования;
2. Системы, в которых между гидродвигателем и генератором устанавливаются приводы постоянной скорости, позволяющие стабилизировать частоту вращения электрической машины;
3. Системы, осуществляющие стабилизацию частоты выходного напряжения с помощью специальных конструкций электрических машин – генераторов стабильной частоты при переменной частоте вращения;
4. Системы с использованием статических преобразователей частоты, преобразующих напряжение генератора с переменной частотой вращения;
5. Системы, построенные на принципе регулирования тормозного момента генератора с помощью введения дополнительной регулируемой нагрузки.

Необходимо отметить, что кроме указанных способов стабилизации напряжения микроГЭС, могут применяться их комбинации в различных сочетаниях. Первый и второй классы энергоустановок предполагают использование различных электро- и гидромеханических регуляторов, другие строятся на основе вентильных электрических машин. Указанное разделение систем стабилизации соответствует различным принципам регулирования выходного напряжения микроГЭС. Системы, регулирующие мощность гидротурбины или использующие приводы постоянной скорости, управляют приводным двигателем генератора, осуществляя регулирование механической энергии электромеханического преобразователя. Станции на основе машинно-вентильных систем регулируют электрические параметры установки. Соответственно, свойства микроГЭС, построенных с использованием различных принципов стабилизации выходных параметров, будут существенно различаться.

Системы генерирования и стабилизации параметров электроэнергии подразделяются на системы со стабилизацией частоты выходного напряжения при переменной частоте вращения гидротурбины и на системы, стабилизирующие частоту вращения гидроагрегата.

Способы стабилизации параметров микроГЭС, заключаются в регулировании величины её электрической нагрузки. Изменять величину нагрузки автономного источника электропитания возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки. Если под “балластной” нагрузкой понимать некоторую полезную нагрузку, то данный способ стабилизации подразумевает автоматическое перераспределение электрической мощности между некоторыми потребителями, часть из которых допускает снижение величины питающего напряжения или его отключение. Схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рисунке 2.58.

Достоинством данного способа является возможность стабилизации частоты вращения гидроагрегата при полном исключении из системы стабилизации электромеханических устройств. Замена их статическим регулятором весьма выгодна и с точки зрения улучшения характеристик микроГЭС и с точки зрения чисто экономической.

Электронная система регулирования может иметь высокое быстродействие, что положительно сказывается на качестве выходного напряжения источника электропитания.

|  |
| --- |
| Рисунок 2 |
| Рисунок 2.58 – Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа:  ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – полезная нагрузка; БН – балластная нагрузка; РБН – регулятор балластной нагрузки. |

Автобалластный способ стабилизации хорошо сочетается с регулированием выходных параметров асинхронного генератора с емкостным самовозбуждением. Это позволяет применять в автономных микроГЭС как синхронные, так и асинхронные машины.

Использование в системе управления дополнительного синхронного генератора, расположенного на одном валу с гидроагрегатом используется тогда, когда необходимо создать тормозной момент на валу дополнительной электрической машины. В этом случае основной генератор работает на полезную нагрузку, а дополнительный – на балластную, равную по мощности полезной нагрузке. Обмотка возбуждения дополнительного генератора подключена к регулятору, который при изменении величины полезной нагрузки изменяет величину тока возбуждения синхронного генератора таким образом, чтобы суммарный момент сопротивления двух генераторов оставался на уровне, обеспечивающем постоянство частоты вращения энергоустановки (рисунок 2.59).

|  |
| --- |
| Рисунок 2 |
| Рисунок 2.59 – Структурная схема микроГЭС автобалластного типа, построенная на базе двух генераторов: ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – полезная нагрузка; БН – балластная нагрузка;  РБН – регулятор балластной нагрузки; СГ – синхронный генератор;  ОВ – обмотка возбуждения СГ. |

Достоинствами таких схем является простота, небольшая мощность цепей управления, высокое быстродействие.

К недостаткам следует отнести использование двух электрических машин соизмеримой мощности, что значительно ухудшает массогабаритные показатели источника электропитания. Для стабилизации напряжения на полезной нагрузке необходим дополнительный регулятор напряжения основного генератора.

Отмеченные недостатки ограничивают применение в микроГЭС автобалластных систем, предназначенных только для регулирования тормозного момента гидроагрегата. Гораздо эффективнее управлять электрической мощностью генератора микроГЭС, регулируя его нагрузку.

Одним из простейших способов регулирования электрической нагрузки станции является отключение части нагрузок при уменьшении энергии, подводимой к гидродвигателю. Более совершенный тип регулятора предусматривает наличие ряда дозированных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора.

Структурная схема микроГЭС с тиристорным коммутатором дискретных балластных нагрузок представлена на рисунке 2.60. При изменении величины полезной нагрузки Н система управления СУ выдает управляющий сигнал на определенные тиристорные ключи К1-Кn, которые коммутируют ступени балластной нагрузки БН1-БНn. В результате происходит изменение величины тормозного момента генератора, компенсирующее отклонение момента турбины, и частота вращения стабилизируется. Кроме того, регулируется ток якорной обмотки генератора, что положительно сказывается на стабильности его напряжения. Коммутация вентилей коммутатора обычно осуществляется естественным образом, поэтому для ряда схемных решений тиристорных ключей характерно отсутствие искажений формы напряжения генератора. В этом заключается важнейшее достоинство автобалластных систем с тиристорными коммутаторами.

|  |
| --- |
| Рисунок 2 |
| Рисунок 2.60 – Структурная схема микроГЭС с дискретным управлением |

Недостатком таких схем является необходимость использования большого числа управляемых вентилей, что усложняет и удорожает систему регулирования. Для достижения приемлемой точности стабилизации напряжения число дозированных ступеней балластной нагрузки выбирается не меньше, чем n=15.

Кроме усложнения схемы, дробление балласта на ряд точно дозированных ступеней затрудняет полезное использование рассеиваемой на нем мощности. Поэтому тиристорные коммутаторы более целесообразны в установках небольшой мощности, в пределах нескольких кВт.

Наиболее эффективным способом стабилизации параметров выходного напряжения генератора микро-ГЭС является применение автобалластных нагрузок для регулирования суммарной выходной мощности в зависимости от энергии речного потока. Возможны два способа дозирования мощности, потребляемой балластными цепями – регулирование напряжения при неизменной величине сопротивления балластных резисторов или регулирование сопротивления балластных цепей, при неизменном уровне прикладываемого к ним напряжения.

Первый вариант реализуется схемотехнически несколько проще и требует меньшего количества пассивных балластных элементов. Однако, существующие способы регулирования напряжения (широтно-импульсный либо импульсно-фазовый) всегда сопровождаются значительным ухудшением качества выходного напряжения генератора за счёт появления в его спектре гармонических составляющих высшего порядка. Фильтрация этих составляющих требует использования громоздких устройств и не всегда является эффективной.

Второй способ, предполагающий изменение сопротивления балластных резисторов  вряд ли может обеспечить плавное их регулирование ввиду громоздкости реализации. Однако вполне удовлетворительным может стать ступенчатое регулирование при достаточно небольшом шаге дискретизации. В частности, при 16 ступенях изменения результирующего сопротивления четырёх балластных цепей возможно обеспечить стабилизацию частоты напряжения с ошибкой не более  Гц. Достоинствами данного способа стабилизации являются: практическое отсутствие дополнительных искажений формы выходного напряжения, что значительно улучшает качество получаемой потребителями электроэнергии и возможность стабилизации частоты вращения гидроагрегата при полном исключении из системы стабилизации электромеханических устройств. Более сложная схемотехника реализации такого регулятора не является заметным недостатком при использовании современных комплектующих изделий средней степени интеграции с высокими технико-экспериментальными параметрами.

Модуль стабилизации частоты, использующий ступенчатое регулирование балластных резисторов представлен на рисунке 2.52 своей структурной схемой.

Балластный узел из 4 дозированных резисторов , управляемых силовыми ключами К1÷К4 коммутатора, подключается к выходу генератора через мостовой неуправляемый выпрямитель НВ. Бесконтактные ключи, реализованные на IGBT-транзисторах, управляются системой управления СУ в коде 1-2-4-8.

|  |
| --- |
| Модуль стабилизации частоты |
| Рисунок 2.61 – Структурная схема модуля стабилизации частоты |

На рисунке 2.62представлена принципиальная схема силового ключа на транзисторе VT3 с буферным каскадом (VT1, VT2). Быстродействующий высоковольтный стабилитрон VD1, а также узел VD2-C-R3 обеспечивают защиту VT3 от перенапряжений и динамических режимов.

|  |
| --- |
| Ключ коммутатора балластной нагрузки |
| Рисунок 2.62 – Схема ключа коммутатора балластной нагрузки |

Балластная нагрузка в виде тепловыделяющих элементов рассчитывается исходя из мощности генератора и требуемых условий его стабилизации. Регулирование её выполняется только при скоростях вращения ротора, соответствующих частотам выходного напряжения выше 50 Гц. Алгоритм работы регулятора балластной нагрузки представлен на рисунке 2.63:

|  |
| --- |
| Алгоритм |
| Рисунок 2.63 – Алгоритм работы схемы управления модулем |

Разработанная система управления модулем (СУ) представлена блок-схемой на рисунке 2.64:

|  |
| --- |
| Система управления |
| Рисунок 2.64 – Блок-схема управления модулем |

где ДЧГ – датчик текущей частоты генератора; ФНЧ – фильтр низкой частоты; ФПН – формирователь периода напряжения генератора; ГОЧ – генератор образцовой (кварцированной частоты); БЗП – блок заполнения периода напряжения; ПКС – преобразователь кода сигнала; ЗКЧ – задатчик кода стабилизируемый частоты; ССК – схема сравнения кодов; ФСУ – формирователь управляющих ключами сигналов; БЗФ – блок защиты формирования; БГР – блок гальванической развязки; ВУ – выходные усилители управления ключами.

Напряжение с частотой генератора через фильтр нижних частот (ФНЧ), восстанавливающий синусоидальную его форму, поступает на компаратор (ФПН), формирующий прямоугольный импульс, длительность которого определяется периодом входного переменного напряжения. Этот период заполняется импуль-сами высокостабильной частоты (узел БЗП) и подаётся на преобразователь последовательности импульсов в параллельный двоичный код (ПКС). Данный двои-чный код сравнивается с кодом, соответствующим частоте 50 Гц (ССК), и в зависимости от знака отклонения формируются сигналы управления в коде 1-2-4-8.

Система защиты от ошибок формирования (БЗФ) не позволяет коду достигнуть переполнения или опустошения. Сигналы управления через оптронную гальваническую развязку (БГР) и выходные усилители (ВУ) подаются на силовые ключи коммутатора балластных резисторов .

Далее рассматривается работа отдельных узлов системы управления модулем. В частности, на рисунке 2.65 представлена время-потенциальная диаграмма выходной части системы. Фильтр нижних частот по классической схеме Бесселя 3-го порядка с частотой среза 100 Гц обеспечивает выделение 1-ой гармонической составляющей напряжения на выходе датчика ДЧГ, что исключает ошибку формирования периода напряжения генератора (20 мсек ±ΔТ). Заполнение периода производится импульсами с частотой 32768 Гц от автономного генератора с кварцевой стабилизацией.

Формирование кода контролируемой частоты напряжения генератора микро-ГЭС создаётся задним фронтом импульса, который разрешает счёт, фиксируемый в регистре, а старший разряд – в триггере.

Схема сравнения кодов опорной частоты и фиксируемой в регистре выполнена на микросхеме, представляющей собой компаратор, который сравнивает два четырёхразрядных числа и вырабатывает сигналы “>” – больше, “<” – меньше, “=” – равно. Необходимо использование только пяти старших разрядов, при этом шаг сравнения составляет примерно 1 Гц. Результаты сравнения используются для управления реверсивным счётчиком, формирующим код 1-2-4-8 для работы балластного коммутатора.

Режим работы ключей К1÷К4 блока балластной нагрузки формируется реверсивным счётчиком. При увеличении частоты генератора код увеличивается, дополнительная нагрузка растёт и уменьшает частоту рабочего генератора, при уменьшении частоты – код уменьшается, нагрузка падает и повышается частота напряжения генератора. Для управления реверсивным счётчиком используются сигналы схемы сравнения. Сигнал “=” (частота 50 Гц) запрещает счёт. Сигнал “>” (частота > 50 Гц) переключает счётчик на сложение и увеличивает балластную нагрузку. Отсутствие сигнала “>” переключает счётчик на вычитание и уменьшает нагрузку.

|  |
| --- |
| Фиксация частоты напряжения генератора1 |
| Рисунок 2.65 – Фиксация частоты напряжения генератора |

Импульсы счёта на реверсивный счётчик подаются через схему защиты, которая не позволяет счётчику после заполнения обнулиться, а после опустошения перейти в заполненное состояние.

Вся информационная часть системы управления модулем стабилизации частоты защищена от высокого напряжения ключей блока балластных нагрузок гальваническими развязками (оптопары). С этой же целью в схеме управления используются гальванически развязанные источники питания основной части схемы и буферных каскадов силовых транзисторов IGBT (IRG4PHVD).

При большом диапазоне изменений выходной нагрузки генератора необходимо обеспечить режим его работы близкий к номинальному с номинальными энергетическими коэффициентами.

Структурная схема предлагаемой системы стабилизации представлена на рисунок 2.66:

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.66 - Структурная схема системы пофазной стабилизации |

где ДТ1, ДТ2 – датчики фазных токов полезной нагрузки генератора; К1 … К4 – силовые ключи на базе оптронных тиристоров управляющих ступенями балластных резисторов Rб1 … Rб4; величины сопротивлений резисторов соотносятся как 1:2:4:8; АЦП – аналого-цифровой преобразователь, формирующий выходной сигнал фазного тока генератора в четырехразрядном двоичном коде; Р – регистр, хранящий результат преобразования АЦП; БУ – блок усилителей, согласующий выходные сигналы регистра с цепями управления оптронных ключей.

В схеме пофазной стабилизации напряжения нагрузки четыре дозированных балластных сопротивления позволяют осуществить шестнадцать ступеней регулирования и с точностью около 3% поддерживать напряжение на выходе генератора симметричное трехфазное напряжение с минимальным содержанием высших гармонических составляющих. Гармоники высоких частот, обусловленные работой ключевого стабилизатора частоты, могут быть существенно подавлены сравнительно небольшими фильтрами в цепях нагрузки.

Принципы стабилизации режима низкоскоростного генератора микроГЭС, на основе которых выполнена система управления, позволяют решить задачу наиболее полного отбора мощности установки при существенном изменении условий ее работы, обусловленными скоростью водного потока. Естественно, что при малых скоростях потока система выходит из режима стабилизации и частоты и уровня выходного напряжения генератора.

Возможности системы управления микро ГЭС позволяют регулировать балластную нагрузку генератора мощностью до 10 кВт, при диапазоне изменения выходного напряжения генератора от 180 до 250 В и изменении частоты от 45 до 55 Гц.

### 2.5.4 Параллельная работа МГЭС с энергосистемой

В отличие от ветроэнергоустановок малые ГЭС устанавливают в таких местах, где нет централизованного электроснабжения. Поэтому говорить о параллельной работе малых ГЭС следует лишь в случае, когда эта установка работает рядом с линиями электропередач и имеет достаточную мощность (порядка нескольких сот кВт и выше). Такие ГЭС подключают к энергосистеме так же, как крупные электростанции. примером такой ГЭС служит Чемальская ГЭС мощностью 650 кВт (Республика Алтай), работающая в системе Алтайэнерго.

Стоимость микроГЭС, мощностью до 100 кВт, для повышения ее конкурентоспособности на рынке, должна быть как можно ниже, что связано с упрощением конструкции, а, следовательно, и со снижением качества выходного напряжения. Кроме того, условия, в которых работает микроГЭС (в особенности свободнопоточная) не позволяют стабилизировать напряжение и его частоту в жестких рамках, требуемых в энергосистеме. По этой причине качество напряжения не всегда может соответствовать требованиям, предъявляемым ГОСТ при подключении к энергосистеме, а эффективность такого подключения весьма сомнительна.

### 2.5.5 Параллельная работа МГЭС дизельными электростанциями

Учитывая сравнительное постоянство скорости водного потока малых рек в течение продолжительного промежутка времени (в отличие от условий работы ветроэнергоустановок), в малых ГЭС не часто требуется работа резервных источников питания одновременно с работой микроГЭС. Такая работа может потребоваться в случае резкого снижения скорости течения реки (осенняя или весенняя межень, пересыхание реки и т. д.). Для исключения перерыва электроснабжения в таких случаях подключают резервный дизель-генератор. В период ледостава, или при почти полном промерзании реки и невозможности работы микроГЭС дизель-генератор явится единственным источником электроснабжения потребителя. Схема параллельной работы дизельной электростанции (ДЭС) и малой ГЭС (МГЭС) представлена на рисунке 2.67.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.67 – Схема параллельной работы МГЭС и ДЭС |

На схеме рисунка 2.67 показаны два источника электроснабжения: МГЭС и ДЭС. Предусмотрена возможность подзарядки аккумуляторной батареи АКБ, как аварийного источника энергии; выпрямлением напряжения для ее подзарядки (В-З); возможна установка инвертора (И), стабилизирующего напряжение нестабильной частоты. Энергия обоих источников поступает в распределительное устройство (РУ) и распределяется на нагрузку.

Вариант подзарядки аккумуляторных батарей от обоих источников приведен на рисунке 2.68.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.68 – Схема с подзарядкой АКБ от дизельной электростанции |

Использование статических преобразователей частоты позволяет строить гибридные энергокомплексы, предусматривающие совместную работу МГЭС и ДЭС равной или близкой мощности и увеличивающие общую мощность такой локальной системы электроснабжения.

### 2.5.6 Параллельная работа МГЭС с другими генераторами на базе ВИЭ

Эффективность использования возобновляемых источников энергии существенно может быть повышена применением комбинированных электрокомплексов с несколькими видами ВИЭ. В этом случае выполняется требование бесперебойности электроснабжения при переменном характере инсоляции солнечной батареи (или отсутствия ветра при использовании в схеме втроэнергоустановки) с использованием буферных накопителей энергии, введением в состав комбинированного комплекса генерирующих устройств, использующих энергию ветра, водных потоков. Солнца, дизель-генераторов и др.

В общем случае базовая блок-схема системы автономного электроснабжения показана на рисунке 2.69, где основными источниками энергии могут служить либо малая ГЭС, либо дизельная электростанция (ДЭС). Солнечная батарея (СБ) используется для подзарядки аккумуляторной батареи (АКБ), но при определенной мощности СБ может участвовать в общей системе электроснабжения.

В представленной схеме электроснабжения при полной скорости течения реки основным источником энергии является МГЭС и дизельная станция может быть отключена. Солнечная батарея либо участвует в подзарядке аккумуляторной батареи, либо добавляет энергию потребителю вместе с МГЭС.

Электроэнергия от МГЭС или ДЭС поступает на блок согласования и распределяется между блоком управления нагрузкой (БУН), выпрямителем (В), с дальнейшим поступлением в блок контроля и управления зарядкой.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.69 – Блок-схема системы электроснабжения от нескольких источников энергии |

Инвертор (И), входящий в схему преобразует излишки энергии для передачи потребителю.

## 2.6. Экологические, нормативно-правовые**, социально-экономические аспекты развития малой гидроэнергетики**

### 2.6.1 Экономические преимущества

Строительство объектов малой энергетики на малых реках и ручьях имеет ряд экономических, экологических и социальных преимуществ. В условиях перестройки экономики создание МГЭС экономически целесообразно со следующих позиций:

* 1. сооружение МГЭС не требует больших капиталовложений, что облегчает поиск инвесторов, и является менее трудозатратным;
  2. МГЭС быстрее строятся и окупаются, несмотря на то, что стоимость 1 кВт установленной мощности на них выше, чем на средних и больших ГЭС;
  3. благодаря разработке типовых проектов и унифицированных деталей для строительства МГЭС их стоимость может быть значительно снижена, что, наряду с небольшими сроками создания и окупаемостью затрат (быстрым возвратом инвестиций), делает эти станции привлекательными для вложения капитала;
  4. отсутствие возможностей финансирования строительства МГЭС из федерального бюджета, простота и надежность конструкций, гибкость эксплуатации, малые затраты на обслуживание — все это позволяет считать возведение МГЭС задачей регионов и местных энергосистем, вопросы финансирования решать через потребителей и инвестиции на местах;
  5. положительным фактором строительства МГЭС является возможность поочередного возведения гидроузлов с постоянным по мере необходимости наращиванием регулирующей емкости, определяемой водопотреблением на данном этапе экономического развития региона, и с соответствующим поэтапным распределением капитальных вложений;
  6. эксплуатация МГЭС экономит органическое топливо и не зависит от ситуации на рынке топлива, стоимость которого в России продолжает расти;
  7. строительство большого числа водохранилищ МГЭС, помимо выработки электроэнергии, поможет обеспечить водными ресурсами различные отрасли хозяйства в разных частях бассейнов рек;
  8. создание МГЭС имеет ряд преимуществ по сравнению с более крупными гидроэнергетическими объектами. Они решают разные задачи и не исключают, а дополняют друг друга. Так, малая энергетика может развиваться и параллельно крупным ГЭС, особенно там, где передача энергии в труднодоступные, например горные, районы затруднена, где возможны аварии ЛЭП из-за схода лавин и т.д. Дополнение крупномасштабной гидроэнергетики малой повышает надежность электроснабжения и позволяет более эффективно использовать гидроэнергетический потенциал рек;
  9. МГЭС могут работать и в составе объединенных энергосистем в качестве надежного маневренного источника энергии. Однако при проектировании новых и реконструкции старых МГЭС должны учитываться не только экономические, но, в первую очередь, экологические и даже социально-этнические аспекты проблемы электроснабжения различных регионов.

### 2.6.2 Экологические преимущества

Среди экологических проблем важнейшими при создании МГЭС являются следующие:

* 1. энергообъекты вносят существенный вклад в обострение экологической обстановки. По оценкам специалистов, доля топливно-энергетического комплекса в России в загрязнении воздушного бассейна составляет 50 %, из них 27 % приходится на долю электроэнергетики, 11 % — на долю котельных и мелких отопительных установок. Создание МГЭС взамен небольших электростанций, работающих на органическом топливе, приводит к существенному оздоровлению воздушного бассейна;
  2. главный положительный экологический эффект МГЭС заключается в том, что малые гидроузлы более всего отвечают основным критериям оптимальности — удовлетворять потребности человека при минимальном воздействии на окружающую среду. «Экологическая чистота» МГЭС проявляется, прежде всего, в гораздо меньших площадях затоплений и подтоплений по сравнению со средними и тем более крупными гидроузлами, особенно если они располагаются на равнинных реках в верхних частях их бассейнов, на беспойменных участках, чтобы избежать затоплений. В этих случаях водохранилища МГЭС могут подпитываться из больших рек по каналам и трубопроводам. Одновременно такие мероприятия обеспечивают поддержку необходимого уровня жизнедеятельности наиболее уязвимых при хозяйственном использовании малых рек, а также возврат вод в основные реки. Наиболее же эффективно создание малых гидростанций на горных реках с устойчивыми к размыву и подтоплению валунно-галечниковыми руслами и каменистыми склонами долин;
  3. экологический эффект МГЭС особенно ярко проявляется в том случае, если водохранилища ГЭС будут расположены в пределах русла, и их нижний подпорный уровень (НПУ) не будут превышать отметок бровки русла. В этом случае влияние плотин МГЭС на водный и другие виды режима малых рек будет наименьшим. Известно также, что осуществляются проекты бесплотинного функционирования МГЭС, пристраивания их к существующим гидростанциям, каналам и технологическим водосбросам;
  4. будучи мелководными и небольшими по объему, водохранилища МГЭС не препятствуют процессам водообмена в речных системах и, напротив, способствуют перемешиванию водных масс и их аэрации;
  5. подготовка ложа к затоплению малых искусственных водоемов не сложна по сравнению со средними и крупными водохранилищами. Серия МГЭС может создавать условия, как для многолетнего регулирования стока, так и для снижения пиков половодий или паводков;
  6. плотины и водохранилища МГЭС в значительно меньшей степени, чем другие виды энергообъектов, нарушают нормальную естественную среду обитания человека и животного мира. И для рыбного хозяйства плотины малых ГЭС менее опасны, чем средних и крупных ГЭС, перекрывающих миграционные пути проходных и полупроходных рыб и затопляющих нерестилища. Однако строительство плотин на реках III, IV и т. д. порядков не устраняет урон рыбному хозяйству на основных реках, т.к. речной бассейн — единая экологическая система и нарушение ее отдельных звеньев отражается на системе в целом;
  7. есть еще ряд положительных экологических аспектов создания малых искусственных водоемов. Так, расположение водохранилищ МГЭС в приводораздельной части бассейнов рек способствует переводу поверхностного стока в подземный и росту почвенной влаги, что отмечал еще В.В. Докучаев и подтверждается наблюдениями в европейской части России в настоящее время [];
  8. водохранилища МГЭС благодаря малым объемам не могут спровоцировать землетрясения (наведенная сейсмичность) и более безопасны, если окажутся в эпицентре сейсмических катаклизмов;
  9. преимущество использования водных ресурсов с помощью водохранилищ МГЭС особенно проявляется в маловодные сезоны, что в конечном итоге отражается в благоприятную сторону и на режиме главных рек. Наибольшего же эффекта от внутригодового перераспределения стока малыми водоемами при их массовом строительстве можно ожидать в засушливых районах, где влияние регулирования стока проявляется наиболее отчетливо.

### 2.6.3 Социальные преимущества

Важен положительный социальный эффект создания МГЭС. Они не требуют переселения жителей, что приводило при заполнении крупных водохранилищ к существенным социальным сдвигам и потрясениям. Наиболее эффективны МГЭС на территориях с рассредоточенными потребителями энергии, удаленными от энергосистем, к которым относятся районы Крайнего Севера и многие регионы Сибири и Дальнего Востока, населенные представителями малочисленных народов России. Опыт свидетельствует о том, что строительство средних и крупных водохранилищ неблагоприятно сказалось на большинстве представителей животного мира, попадающих в зоны затоплений и влияния водоемов. Между тем, земли в долинах рек Сибири и Дальнего Востока (районах перспективного гидроэнергетического строительства) известны как богатые охотничьи угодья, которым гидротехническое строительство наносит определенный ущерб. Охотничий промысел у северных народов — неотъемлемая часть культуры и условий существования. Создание МГЭС не нарушает охотничьих угодий и не вносит изменений в образ жизни коренных малочисленных народов. В настоящее время разрабатывается концепция развития уклада жизни малочисленных народов в современных условиях, включая возрождение и подъем национальной экономики, базирующейся на традиционных отраслях хозяйства, возрождение культуры, языка, обустройство старых и создание новых поселений в местах их проживания. В этих условиях неизбежно встает вопрос о снабжении таких поселков и возрождаемых факторий электроэнергией, и здесь наиболее эффективна и безопасна в экологическом отношении малая гидроэнергетика наряду с использованием нетрадиционных источников энергии (ветра, термальных вод и т.д.). В сложных по природно-климатическим условиям районах с потребителями энергии для сельскохозяйственных и бытовых целей, для горных предприятий и снабжения рабочих поселков чрезвычайно остро стоит вопрос о необходимости повышения уровня жизни и безопасности населения за счет электрификации. Именно для этих районов в первую очередь направлен поиск путей развития малой гидроэнергетики и нетрадиционных источников энергии. Кроме того, во всех регионах России водохранилища МГЭС могут использоваться в целях рекреации, рыборазведения и т. д.

### 2.6.4 Безопасность

Крайне важно также рассмотреть преимущества создания МГЭС с точки зрения их безопасности. Очевидно, что непосредственный ущерб от повреждения или полного разрушения плотин МГЭС по сравнению с крупными станциями будет несравнимо меньшим. Однако в случае, если малая гидростанция является единственным источником энергии, снабжающим населенный пункт или хозяйственные объекты светом и теплом, повреждение МГЭС может иметь далеко идущие последствия, особенно для районов, удаленных от других источников электроснабжения. Наиболее распространенным видом аварий на плотинах ГЭС, особенно малых, является перелив воды через гребень плотины, и может быть вызван прохождением паводков с расходами воды выше расчетных, т.е. ошибками проектантов, отказом гидромеханического оборудования, недостатками в работе технического персонала и др. В истории плотиностроения есть немало примеров разрушения плотин под влиянием паводков крайне редкой, неучтенной в проекте обеспеченности. На плотинах малых ГЭС разрушения были связаны с плохой оснащенностью их данными гидрологических наблюдений и неверным определением максимальных расходов.

Нередко переливы через гребень плотин были связаны с неисправностью механического оборудования, невозможностью открыть затворы водосбросов в связи с нарушениями в электроснабжении. Разрушение плотин и формирование волн прорыва могут быть связаны и с «человеческим фактором» — неисправностью затворов водосборных сооружений, неверными действиями обслуживающего персонала, отсутствием мониторинга и периодической проверки эксплуатационной надежности сбросных сооружений. Для малых ГЭС рекомендуется сооружать надежные по гидравлическим условиям конструкции переливных грунтовых плотин со ступенчатым откосом (низовой гранью), обращенным к нижнему бьефу. Подобные плотины со ступенчатыми гранями уже давно используются в гидротехнике для гашения энергии водных потоков и сокращения размеров водобойных устройств. Выполняются они из камня, каменной или бетонной облицовки []. В случае сооружения МГЭС такие плотины не оборудуются специальными затворами, но отметка гребня переливного участка плотины должна располагаться на отметке НПУ, а ширина водосбросного участка не должна превышать ширины реки в межень в нижнем бьефе.

### 2.6.5 Факторы, тормозящие развитие малой гидроэнергетики

Среди факторов, тормозящих гидроэнергетическое освоение малых рек, можно отметить, прежде всего, слабую изученность режима малых рек и влияния МГЭС на природную среду, неразработанность методики и поэтому затрудненность прогнозирования многих сторон их воздействия. Отсутствие материалов по режиму малых рек затрудняет разработку конкретных проектов и оценку степени обеспеченности водными ресурсами отдельных регионов. Положение дел осложняется отсутствием современных методов оценки стока малых рек, т.к. использование действующих СНиП и рекомендаций нередко приводит к грубым просчетам.

Поэтому необходимо приветствовать разработку в последние годы для конкретных территорий региональных расчетных методов. Ценный материал для изучения режима малых рек дают многолетние наблюдения на воднобалансовых станциях и парных бассейнах Госкомгидромета, но сеть этих станций недостаточна. У водохранилищ МГЭС, особенно горных и предгорных районов, очень остро стоит проблема их заиления и связанная с ней проблема подъема уровней воды, затоплений и подтоплений, частичной или полной потери их регулирующей способности, снижения гидроэнергетического потенциала рек и выработки электроэнергии. Возможно также нарушение их баланса вследствие задержки наносов в водохранилищах в нижних бьефах плотин, что может неблагоприятно повлиять на руслоформирующие процессы. Если же река впадает в море или озеро, горные МГЭС перекрывают своими плотинами источники пляжеобразующих наносов их побережий (такие явления наблюдаются на Кавказе).

Прогнозирование последствий создания плотин малых ГЭС нередко значительно сложней, чем крупных, т.к. они обычно менее изучены, хуже разработана методика прогноза изменения различных компонентов природной среды. К малым равнинным водохранилищам, например, не всегда применима методика расчета переработки берегов крупных водоемов, т.к. у первых преобладают процессы заносимости, взвеси специфически распределяются по длине водоема, а при волнении волны имеют значительно большую крутизну по сравнению с крупными. На малых водоемах весьма ярко выражена общая тенденция к затуханию переформирования берегов на фоне отдельных «вспышек», связанных с циклическими колебаниями климата и водности рек, а также с изменениями режима эксплуатации гидроузлов. На крупных же гидроузлах оказалось возможным выявить только отдельные периоды значительного уменьшения переработки берегов, сменяющиеся вновь их интенсивным проявлением. Недостаточно изучено влияние на МГЭС фактора сейсмичности. Представления о сейсмичности многих регионов, перспективных с точки зрения сооружения МГЭС, сильно изменены последними землетрясениями (на Алтае, Кавказе, в Якутии и т. д.). Сейсмическая опасность повреждения гидротехнических сооружений снижает экологические преимущества создания МГЭС в горных районах.

В настоящее время еще не разработана методика определения эффективности малых ГЭС, и пользуются той, что предназначена для установления эффективности крупных энергетических объектов. Поэтому нередко получается искаженная картина, не отражающая в полной мере положение дел с функционированием малых ГЭС. Между тем, установление преимуществ малой энергетики чрезвычайно важно для экологически и экономически обоснованных масштабов ее развития. МГЭС не всегда обеспечивают гарантированную выработку энергии, являясь сезонными электростанциями. Зимой их энергопроизводительность резко падает: снежный покров и ледовые явления (лед и шуга), также как и летнее маловодье и пересыхание рек могут вообще приостановить их работу. Сезонность работы МГЭС требует дублирующих источников энергии, большое их количество может привести к потере надежности электроснабжения. Поэтому во многих районах мощность МГЭС рассматривается не в качестве вытесняющей, а лишь дублирующей. В связи с этим отмечается, что малые ГЭС имеют преимущественно локальное значение.

### 2.6.6 Необходимые мероприятия

Для установления экологически и экономически обоснованных масштабов развития малой энергетики необходимо осуществить ряд мероприятий. Прежде всего, повысить изученность малых рек, уточнить их гидроэнергопотенциал и потребителей энергии. Необходимо продолжить обследование действующих и выведенных из эксплуатации МГЭС, в том числе ведомственных, решая вопрос о целесообразности их восстановления и модернизации, увеличения их мощности и лучшего использования, т.е. возвращение МГЭС целесообразно лишь на новом техническом уровне с новыми требованиями к оборудованию, срокам сооружения и их стоимости. Массовое строительство МГЭС возможно лишь при отказе от индивидуального проектирования, серийном выпуске простого и надежного оборудования и автоматизации управления станциями (без обслуживающего персонала).

Осуществление комплекса мер по унификации МГЭС, в том числе применение однотипного, многократно повторяемого в производстве гидросилового оборудования, работающего в автоматическом режиме, может привести к значительному снижению стоимости строительства МГЭС. Для решения проблем малой энергетики машиностроительные заводы должны создать принципиально новое оборудование, а строительные организации — унифицированные детали для строительства зданий МГЭС. Созданию оборудования для МГЭС могут помочь некоторые отрасли военно-промышленного комплекса.

Наибольшие трудности при создании МГЭС встречаются на этапе изысканий. Удельная стоимость исследования малых рек для МГЭС значительно выше, чем для большой реки. Применение новых форм организации и проведения изыскательских работ — мобильных хозяйственно-самостоятельных комплексных партий, снабженных легким серийным оборудованием для горных буровых работ, — позволяет значительно удешевить изыскания.

Для МГЭС должен быть соблюден ряд технологических условий, обеспечивающий их безопасное функционирование. Особое значение при небольших объемах водохранилищ имеет экономия воды, в связи с чем, должна быть обеспечена максимальная водонепроницаемость сооружений, их фильтрационная прочность, особенно в районе гребня плотины и в низовой грани сбросного потока, в том числе должна быть исключена опасность размыва на контакте плотины с основанием; участки грунтовых плотин, где расположены водосбросы, должны быть постоянно в центре внимания обслуживающего персонала, но и независимо от персонала эти участки должны быть всегда готовы к пропуску экстремального расхода.

### 2.6.7 Условия строительства малых ГЭС

Необходимо принять во внимание, что восстановление МГЭС — это не только восстановление электростанций, но и реконструкция водохранилищ с учетом индивидуальных особенностей каждого водоема; это благоустройство их побережий, посадки леса и кустарника, создание водоохранных зон; это улучшение природных условий, особенно в районах крупных населенных пунктов, заповедных территорий, объектов рекреации и т.д. Строительство МГЭС требует организации системы мониторинга и разработки надежных методов прогнозов последствий их создания, т.к. экологические аспекты массового создания МГЭС пока до конца не ясны. Необходимо районирование территории России по степени возможного экологического ущерба от массового строительства МГЭС и разработка оптимальных схем размещения малых электростанций с учетом экологических, экономических и социальных факторов.

Изучение целым рядом исследователей культурно-экологической истории использования малых рек показывает тесную связь состояния малых рек с окружающим ландшафтом. Поэтому проблемы гидроэнергетического освоения малых рек не могут быть решены лишь как русловые задачи в пределах долин рек. При создании ГЭС на малых реках требуется знание не только морфологических особенностей реки, ее водного и других видов режима, но и ландшафтных особенностей территории, т.к. при массовом строительстве МГЭС возможны подъем уровней грунтовых вод и различные последствия, характерные для определенных видов ландшафтов. Нельзя забывать, что малые реки сами являются одним из элементов ландшафта и изменение их режима может оказать влияние на стабильность экосистем. Поэтому создаваемые водохранилища МГЭС должны способствовать сохранению жизнедеятельности малых рек. С этой целью предельный объем их регулирования не должен превышать 20 – 30 % объема среднего годового стока реки в ее устье.

Должны соблюдаться также определенные критерии скорости течения и водности реки ниже плотин. Целесообразно в ряде случаев строительство каскада плотин, обязательны расчистка русел малых рек и многие другие мероприятия, помогающие контролировать их глубину, режим поемности, степень зарастания и отложения наносов. Развитие энергетики, в первую очередь на малых реках, существенно тормозится из-за возможных потерь рыбного хозяйства.

Далеко не на всех малых реках могут быть построены бесплотинные ГЭС, не препятствующие ходу рыбы на нерест. Существующие же в России и за рубежом типовые рыбопропускные сооружения (шлюзы, рыбоподъемники и т.д.) в большинстве случаев не выполняют своих функций и имеют очень небольшую рыбопропускную способность. Это связано с отсутствием знаний экологического характера и неудачным расположением рыбоходов в системе гидроузлов, что отпугивает, а не привлекает рыб. Потери рыбного хозяйства могут быть значительно сокращены устройством специальных природоимитирующих рыбоходов. Эти рыбоходы являются наиболее эффективно действующими рыбопропускными сооружениями, в которых условия максимально приближены к естественным — дно выложено естественными материалами, скорости течения приближены к речным, сам рыбоход повторяет изгибы реки и его вход определяется на основе поведения рыб в водном потоке, т.е. рыбоход максимально приближен к особенностям естественного речного русла и близок по своим характеристикам к малой реке или ручью. Такие рыбоходы не могут быть типовыми, создаваемыми для «усредненного» типа рыб, а предназначены для конкретных представителей рыбного стада, обитающих в данной реке.

### 2.6.8 Перспективы строительства

Малая энергетика занимает ведущее место по объемам освоения среди возобновляемых источников энергии. Начало интенсификации освоения малых рек было предусмотрено Федеральной целевой программой «Топливо и энергия» в 1997 году, но незначительное бюджетное финансирование не обеспечило полное выполнение намеченных к строительству МГЭС. Однако начато строительство малых гидроэлектростанций мощностью 660 кВт в республике Тыва, а также на Алтае. Завершено строительство МГЭС с тремя гидроагрегатами на р. Мочен-Бурей в Тыве и на р. Каиру (Алтай). В Башкирии построена Мечелинская МГЭС общей мощностью 445 кВт, Слакская МГЭС мощностью 112 кВт, микроГЭС на реках Авзян и Гута мощностью по 75 кВт. Кроме того, в этой республике планируется строительство каскада микро и малых ГЭС на р. Белой мощностью от 50 до 600 кВт и Юмагузинской ГЭС мощностью 45 МВт.

В Камчатской области, имеющей самый низкий в России показатель обеспеченности электроэнергией на душу населения — менее 4000 кВт.ч/чел. — энергетика базируется на привозном очень дорогом органическом топливе (Петропавловск-Камчатская ТЭЦ и сотни дизельных электростанций). Трудности и нерегулярность его доставки создают постоянный дефицит в электроснабжении и тепле, что побудило гидротехников рассмотреть возможности освоения энергопотенциала рек, в том числе малых водотоков, путем сооружения на них бесплотинных МГЭС, т.к. малые реки Камчатки являются нерестовыми. Учитывая разбросанность населенных пунктов Камчатки, сложность доставки к ним органического топлива, малая энергетика способна значительно повысить надежность энергоснабжения отдельных регионов. При этом возможно сооружение МГЭС без плотин. Так, в течение практически одного года (1995) была построена и введена в эксплуатацию в 1997 г. Быстринская МГЭС на р. Быстрой, где водозабор в агрегаты ГЭС осуществлялся без плотины и даже без стеснения русла. Благодаря такому техническому решению не нарушается водный режим реки, нет препятствий для хода рыбы на нерест, зимний сток в реке позволяет станции вырабатывать электроэнергию круглогодично.

Начато строительство каскада из трех МГЭС на р. Толмачева с суммарной мощностью 45 МВт. При этом озеро Толмачева площадью 12 км2, из которого вытекает река, используется в качестве водохранилища многолетнего регулирования стока. Однако уровень воды в озере поднимается плотиной 1-й ГЭС на 12 м (что находится в пределах исторически наблюдавшихся уровней) и затопит более 2000 га прибрежных территорий. В сентябре 1999 г. первоочередной гидроузел небольшой мощности (2 МВт) был введен в эксплуатацию и обеспечил водой в течение года нижележащие 2 ступени каскада. В ходе строительства оказалось возможным создание 4-й ГЭС, водохранилище которой может выровнять неравномерный сток от трех верхних ГЭС, что важно для сохранения рыбных ресурсов. Предполагается также создание пяти ГЭС на малых реках в Корякском автономном округе, из них три ГЭС с бесплотинным вариантом по типу Быстринской гидростанции.

Строительство МГЭС запланировано в два этапа - с достижением на втором этапе запланированных водноэнергетических показателей. После ввода этих станций в эксплуатацию общая годовая экономия дизельного топлива может составить 17 – 18 тыс.т (около 30 % ежегодно завозимого в округ). На Дальнем Востоке, где функционирует около 3000 дизельных электростанций мощностью до 500 кВт, электроснабжение большей части территории также зависит от поставок топлива. «Ленгидропроектом» было предложено более 200 створов для строительства перспективных МГЭС с суммарной выработкой энергии до 1500 млн. кВт\*ч в год. В соответствии с более поздними проработками АО «Ленгидропроект», в Дальневосточном экономическом районе и в Приморье энергоснабжение ряда населенных пунктов может быть осуществлено за счет строительства 7 – 8 малых ГЭС, расположенных вблизи потребителей и объединенных в местные энергосистемы.

Создание этих ГЭС может существенно сократить количество ежегодно ввозимого в край дизельного топлива (на 28 тыс.т), сократить тем самым автодорожные и морские перевозки и загрузку морских портов. Необходимо также учесть, что действующие дизельные электростанции сильно изношены и требуют обновления оборудования. Этот факт также свидетельствует в пользу переориентации энергоснабжения изолированных потребителей Приморского края от дизельных электростанций на малые ГЭС.

Рассмотрены также возможности совместной работы в оптимальном режиме единого комплекса МГЭС, ветровых и солнечных установок для компенсации свойственных этим энергоисточникам суточной и сезонной неравномерности выработки энергии. ОАО «Институт Гидропроект» как головная организация по проектированию ГЭС располагает обширной базой данных и предложениями по строительству и восстановлению сотен МГЭС во всех регионах России, в том числе схемами размещения малых ГЭС по всему Северному Кавказу (Дагестану, Ставропольскому и Краснодарскому краям, Северной Осетии, Кабардино-Балкарии), по ряду областей Центральной России и другим регионам []. В середине 90-х годов ХХ века ОАО «Институт Гидропроект» разработал проект «Предложения по малым ГЭС с применением унифицированного агрегата, Дальний Восток». Предварительные проектные проработки в пяти административных районах этого обширного энергодефицитного региона позволили выявить более 30 первоочередных МГЭС, которые можно построить в перспективных створах на малых реках, и 25 МГЭС пристроить к функционирующим гидроузлам.

Одновременно ОАО «Институт Гидропроект» продолжает проектирование новых и восстановление старых МГЭС, пристройка ГЭС к существующим каналам и водохранилищам. Так, введена в эксплуатацию Истринская МГЭС под Москвой, Акбашская в Кабардино-Балкарии, Правдинская в Калининградской области, восстановлены две и планируется построить еще две ГЭС в Псковской области, а также в Волгоградской и Ростовской областях и других регионах. Рассматриваются возможности пристройки МГЭС к существующему водохранилищу на р. Суре, на тракте отвода отработанной воды Каширской ГРЭС, на перепаде в 130 м Алханчуртского канала и т. д. [11].

В Карелии рассматривалась возможность строительства МГЭС без водохранилищ. Регулирование стока предполагалось на гидростанциях только при наличии естественного озера крупных размеров, где сработка призмы регулирования не будет сильно сказываться на экосистеме озера, связанного с речной системой. Наиболее перспективным для Карелии специалисты считают объединение отдельных МГЭС и биоэнергетических установок, работающих на отходах лесной промышленности, в малые энергокомплексы, но не исключается и использование ветра и других видов энергоисточников.

## Заключение

Строительство МГЭС рационально там, где социально-экономические условия и перспективы развития производительных сил региона не требуют создания большой энергетики, и малые электростанции могут обеспечить местное энергоснабжение отдельных предприятий, городов и поселков. Малая гидроэнергетика может развиваться и параллельно крупным ГЭС там, где передача энергии на расстояние затруднена. Дополнение крупномасштабной гидроэнергетики малой повышает надежность энергоснабжения и позволяет более эффективно использовать гидроэнергетический потенциал рек. Основные задачи при сооружении МГЭС - повышение изученности малых рек и последствий создания МГЭС, организация системы мониторинга, разработка оптимальных схем размещения (не только на малых реках) с учетом экологических, экономических и социальных факторов, соблюдение основных правил эксплуатации с точки зрения безопасности, использование новейших проектов сооружений, специальных конструкций рыбоходов, новых предложений по работе механического оборудования (затворов водосбросов и др.).

Очень важным аспектом строительства гидростанций на малых реках является разработка ряда мер по популяризации, разъяснению задач и выгод от энергопроектов, по созданию условий для экономической заинтересованности регионов в МГЭС с учетом взаимоотношений с природной средой различных социальных и этнических групп населения. Для повышения доверия к энергообъектам гидротехники должны широко информировать общественность о решениях в области гидроэнергетики и привлекать ее к обсуждению наиболее важных и принципиальных вопросов.

# 3. АНАЛИЗ ГИДРОЭНЕРГОУСТАНОВОК СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

## 3.1 Алгоритм анализа МГЭС современных производителей

С каждым годом в мире все острее встает вопрос об экологии и экологичных источниках энергии. Кроме того, растущий интерес к возобновляемым источникам энергии вызван мировой тенденцией отказа от атомной энергетики. Финансируется и проводится огромное количество различных программ и исследований по разработке и модернизации существующих ГЭС и МГЭС. Вопреки этому, из-за сложностей установки и разработки мест эксплуатации и низкого КПД, мировой рынок производства малых ГЭС остается до сих пор слабо развитым, по сравнению с отраслью производства и разработки ветроустановок, и имеет мало представителей мирового уровня.

В ходе первого этапа анализа были определенны все возможные источники информации о компаниях занимающихся производством, разработкой или продажей МГЭС.

В ходе второго этапа анализа были отобраны представители мирового рынка, которые занимаются промышленным производством, поставкой и обслуживанием микро- и миниГЭС, готовые наладить поставку своего оборудования в России сейчас или в ближайшей перспективе и обладающие современными технологиями и материальной базой. Таким образом, всех поставщиков и производителей можно разделить на следующие категории, для возможного анализа их продукции:

1. Компании занимающиеся разработкой, производством, поставкой и подключением МГЭС, т.е. компании оказывающие полный спектр услуг по обеспечению электроэнергией. К данной категории относятся следующие компании, представленные в отчете: *«Smart Hydro Power»*, *«Cink Hydro Energy»*, *«Hydro Induction Power»*, *«GCK Technology Inc»*, «МНТО ИНСЭТ», *«Micro Hydro Systems»*, *«PowerPal»* и *«Derwent Hydro»*.
2. Компании занимающиеся только изготовлением и продажей: *«Toshiba»*, *«Cismac Electronique»*, *«Fuchun Industry»*, *«Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd.»*, *«Aurora Power & Design»*.
3. Прочие компании, которые специализируются только на продаже мелких бытовых микроГЭС очень малой мощности: *«Fire Mountain Solar»*, *«Aurora Power & Design»*. Данный рынок представлен большим количеством компаний, но в рамках данного отчета и цели, являются наименее интересными из-за низких предлагаемых мощностей, не готовности к поставкам в Россию. Также к данным компаниям отнесем те, проекты которых находятся еще в стадии разработки и тестирования, но могут в ближайшее время рассматриваться как претенденты на сотрудничество: *«Hydro Electric Barrel»*, *«GCK Technology Inc»*, *«Smart Hydro Power»*.

Наиболее перспективными партнерами являются компании из пункта 1, так как они предоставляют не только свою продукцию, но и услуги, знания и опыт разработки различных микроГЭС в промышленных масштабах. Не менее важным условием выбора данных компаний было гарантированное качество выходного напряжения имеющего стандартные для России показатели, либо предлагающих возможность при заказе выбора требуемого типа выходного напряжения, получаемого по средствам трансформации.

Вся представленная продукция компаний для последующего анализа разделяется на две главные категории:

1. МГЭС, работающие на потенциальной энергии воды. Представлены продукцией компаний: *«Cink Hydro Energy»*, *«Hydro Induction Power»*, *«GCK Technology Inc»*, «МНТО ИНСЭТ», *«Micro Hydro Systems»*, *«PowerPal»* и *«Derwent Hydro»*, *«Toshiba»*, *«Cismac Electronique»*, *«Fuchun Industry»*, *«Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd.»*, *«Aurora Power & Design»*.
2. МГЭС работающие на кинетической энергии воды. Представлены продукцией компаний : *«Hydro Electric Barrel»*, *«GCK Technology Inc»*, *«Smart Hydro Power»*.

В ходе третьего этапа компаниям, отобранным из первого пункта, были направлены электронные письма с запросами для уточнения их готовности к поставкам и ценовой политики.

## 3.2 Продукция компании *Toshiba*

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Япония |
| Официальный сайт | *http://www.Toshiba-eng.co.jp/ekids* |
| Электронная почта | *Hydro-eKIDS@Toshiba-eng.co.jp* |
| Представительство в России | Нет |

Японская компания *Toshiba* [1], специализирующаяся на производстве как различных бытовых приборов и компьютерной техники, так и промышленных приборов преобразования частоты и осветительной техники, разработала серию пропеллерных микрогидроэлектростанций под названием *Hydro-eKIDS*, номинальной мощностью от 5кВт до 200кВт, в зависимости от параметров потока и установки. На рисунках 3.1, 3.2 и 3.3 представлены различные конфигурации данной электростанции под названиями *Type S*, *Type M* и *Type L* соответственно.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.1 – МикроГЭС *Type S* |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.2 – МикроГЭС *Type M* |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.3 – Энергоблок *Type L* |

Далее в таблице 3.1 указаны основные характеристики электростанций представленные производителем. Цена предоставляется производителем по запросу. В таблице 3.2 представлены параметры генераторов - данная электростанция изготавливается с двумя типами генераторов: синхронный и асинхронный - и выдаваемого им электрического тока. Оба типа генераторов поддерживают режимы выработки тока как частотой 50Гц, так и 60Гц.

Таблица 3.1 – Основные параметры малых ГЭС фирмы *Toshiba*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Расход воды, м3\с | Высота водяного подпора, м | Мощность, кВт | Размеры |
| *Type* *S* | 0,1 ~ 0,3 | 2 ~ 15 | 5 ~ 25 | 1260 *x* 600 *x* 1000 |
| *Type* *M* | 0,1 ~ 1,4 | 2 ~ 15 | 5 ~ 100 | 2050 *x* 1110 *x* 1700 |
| *Type* *L* | 1,0 ~ 3,5 | 2 ~ 15 | 10 ~ 200 | 4600 *x* 1600 *x* 2500 |

Таблица 3.2 – Параметры генератора

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип генератора | Синхронный генератор | Асинхронный генератор |
| Тип корпуса | Влагозащищенный | Влагозащищенный |
| Тип ротора | Короткозамкнутый ротор | Фазный ротор |
| Число полюсов | 4 или 6 | 6 |
| Частота вращения ротора | 1000 или 1500 об\мин (50 Гц) 1200 или 1800 об\мин (60 Гц) | 1000 об\мин (50 *Hz*) 1200 об\мин (60 *Hz*) |
| Номинальное напряжение | 200 В \ 400 В | 200 В |
| Количество фаз | 3 | 3 |
| Частота напряжения | 50\60 Гц | 50\60 Гц |

В конструкции всех вариантов данной микрогидроэлектростанции производителем заложена конструктивная и автоматическая защита от следующих ситуаций:

1. короткое замыкание;
2. проникновение влаги в генератор;
3. уход вырабатываемого тока в землю;
4. превышение скорости вращения турбины;
5. отказ механической передачи.

Заложенные производителем сроки технического обслуживания и замены узлов:

1. подшипники турбины – каждые 5 лет;
2. механическое уплотнение – каждые 5 лет;
3. ремень привода генератора – каждый год;
4. смазочные масла – каждый год;
5. подшипники генератора – каждые 3 года.

Схематичное устройство электростанции представлено на рисунке 3.4, где под номером 1 обозначен генератор, выбор генератора осуществляется в зависимости от сети подключения или требуемых параметров независимой сети, в генераторе используются шариковые подшипники с твердой смазкой. Под номером 2 указана турбина электростанции, лопасти турбины изготавливаются из нержавеющей стали.

Тип турбины подбирается исходя из условий использования, высоты водяного подпора и кавитации. Вал турбины изготавливается так же из нержавеющей стали и рассчитывается с помощью средств САЕ моделирования.

На валу турбины находятся подшипники позиция 3, тип подшипников передней опоры – конические роликовые подшипники, установленные в растяг. В задней опоре вала используется цилиндрический роликовый подшипник. Используемая смазка для подшипников – *VG*-46 или эквивалент. Уплотнение вала – механического типа, самосмазывающееся с жидким парафином, изготавливается из керамики и углерода.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.4 – Устройство энергоблока |

## 3.3 Продукция компании Smart Hydro Power

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Германия |
| Официальный сайт | *http://www.smart-hydro.de* |
| Электронная почта | [*info@smart-hydro.de*](javascript:linkTo_UnCryptMailto('jxfiql7fkclXpjxoq:evaol+ab');) |
| Представительство в России | Нет |

Немецкая компания *Smart Hydro Power* [102]*,* основана доктором Карлом Райнхардом Колмзее (*Dr. Karl Reinhard Kolmsee*), основателем и разработчиком проекта по разработке свободнопоточной микрогидроэлектростанции номинальной мощностью 5кВт. На рисунке 3.5 представлена модель микрогидроэлектростанции разработки *Smart Hydro Power*.

Микрогидроэлектростанция состоит из турбины, которая устанавливается в потоке. Минимально необходимая глубина потока для работы – 1,8м при ширин потока 2м. Скорость течения должна лежать в рамках от 1,8 м\с до 3,5 м\с. При этом река не запруживается, речное русло и чувствительная экосистема водоема остаются нетронутыми. Станция имеет горизонтально-осевой генератор мощностью 5 кВт. Номинальной мощности турбина достигает при скорости потока 2,75 м\с. Диаметр ротора составляет 1м. Благодаря инновационной разработке вакуумно-анкерной системы, турбина устанавливается на плаву возле поверхности потока.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.5 – Свободнопоточная микроГЭС фирмы *Smart Hydro Power* |

Концепция разработки микрогидроэлектростанции позволяет использовать вырабатываемый ток без дополнительных устройств. Встроенная система управления *EMS* (*Energie-Management-System*) максимизирует эффективность выработки электрического тока и разделяет полученную электроэнергию для первичных и вторичных потребителей. Встроенная аккумуляторная батарея улучшает выходные характеристики. Так же возможно избыток электроэнергии отдавать в централизованную сеть. В таблице 3.3 представлены краткие характеристики микроГЭС, предоставленные разработчиком.

Таблица 3.3 – Характеристики микроГЭС фирмы Smart Hydro Power

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр | Значение |
| Мощность, Вт | 250-5000 |
| Длина, м | 1,85 |
| Ширина, м | 1,74 |
| Высота, м | 1,97 |
| Число оборотов, об/с | 90-230 |
| Масса турбины, кг | 360 |
| Число лопастей | 3 |
| Диаметр турбины, м | 1 |

Для оценки производительности изделия в тех или иных условиях, производитель приводит график изменения мощности в зависимости от скорости потока, рисунок 3.6.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Крюков 3.jpg |
| Рисунок 3.6 – График изменения мощности |

Конструкция данной электростанции позволяет объединять турбины в одну сеть, что позволяет использовать устройство не только для электрификации отдельных областей, но и отдавать электроэнергию в общую сеть. Расчетный срок службы, гарантированный производителем - 10 лет. Стоимость данной установки в Германии от 12 до 18 тыс. евро. Далее на рисунках 3.7, 3.8 представленные изображения изделия при проведении испытаний на реке Изор и каналах Баварии.

|  |
| --- |
| D:\Plotina\Безымянный.png |
| Рисунок 3.7 – Монтаж микроГЭС на р. Изор |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.8 – МикроГЭС, установленная на одном из каналов Баварии |

## 3.4 Продукция компании Cismac Electronique

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Франция |
| Официальный сайт | *http://www.cismac.com/* |
| Электронная почта | [*mlaine@cismac.com*](mailto:mlaine@cismac.com) |
| Представительство в России | Нет |

Французская компания *Cismac Electronique* [103] специализируется на производстве слаботочных и маломощных гидроэлектростанций, предназначенных для использования в системах сточных вод и простых системах подачи воды. Компания производит серию устройств под названием *HYDROPOWER* полной мощностью от 75 до 125 ВА. На рисунке 3.9 представлен общий вид устройства.

|  |
| --- |
| http://www.cismac.com/images/hpowervert.jpg |
| Рисунок 3.9 – МиниГЭС фирмы *Cismac* |

Данная электростанция поставляется потребителю комплектом из трех частей: мини-турбо-генератор, представленный на рисунке 3.9, блок автоматики и аккумуляторная батарея (рисунок 3.10).

Данная электростанция устанавливается в разрез подводящей трубы. Рабочий диапазон расход воды в системе для металлических труб очень широк и составляет от 6 до 120 м3\час., что делает данные устройства подходящими для широкого спектра применения.

|  |
| --- |
| http://www.cismac.com/images/hpowerhorz.jpg |
| Рисунок 3.10. – МиниГЭС фирмы *Cismac* с блоком автоматики |

Движимый потоком турбина вырабатывает постоянный ток и нагружает аккумуляторную батарею, использование батареи позволяет стабилизировать ток при изменчивых параметрах гидросистемы. Электростанция так же может быть установлена на небольших реках, на рисунке 3.11 представлен пример установки станции на небольшой реке.

|  |
| --- |
| http://www.cismac.com/images/exemple5.jpg |
| Рисунок 3.11 – Установка станции на небольшой реке |

На рисунке выше представлен пример установки с расчетной вырабатываемой мощностью от 50 до 300 Вт на реке, поток которой составляет несколько десятков литров в секунду. Необходимое давление для функционирования электростанции лежит в интервале от 0,1 до 1,5 бар. Эти условия могут быть получены за счет небольшой плотины на речке, либо с помощью мини-трубопровода отбора воды на входе в установку. Данная установка малой, вырабатываемой круглосуточно мощности, может использоваться на станциях удаленного автоматического мониторинга и сбора информации, для питания различных приборов и датчиков.

## 3.5 Продукция компании *Cink Hydro Energy*

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Чешская республика |
| Официальный сайт | *http://www.cink-hydro-energy.com* |
| Электронная почта | [*cink@cink-hydro-energy.com*](mailto:cink@cink-hydro-energy.com) |
| Представительство в России | Нет |

### 3.5.1 Система Ossberger

Чешская компания *Cink Hydro Energy* [104] занимается исследованиями в сфере малой гидроэнергетики и производством минигидроэлектростанции мощностью от 5 до 3000 кВт под названием *Ossberger*. Модель данной станции представлена на рисунке 3.12.

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/ossberger/ossberger.jpg |
| Рисунок 3.12 – Энергоблок малой ГЭС *Ossberger* |

Для обеспечения расчетной мощности необходим расход воды в рамках от 0,03 до 13 м3\с, высота перепада от 3 до 200 м. Проточная турбина *Ossberger* – это радиальная, напорноструйная турбина со средним напором, с тангенциальной подачей воды на лопатки рабочего колеса, с горизонтальным валом. По своим специфическим оборотам она относится к тихоходным турбинам. Поток воды регулируют направляющие устройства таким образом, что вода поступает по лопаточному венцу во внутреннее пространство рабочего колеса (рисунок 3.13), затем проходит по второму лопаточному венцу из внутреннего пространства колеса наружу (рисунок 3.14), в пространство корпуса турбины. Из корпуса турбины вода вытекает свободно или же при помощи всасывающей трубы, в водобойный колодец под турбиной.

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/ossberger/prutok1.gif |
| Рисунок 3.13 – Горизонтальный напуск воды. |

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/ossberger/prutok2.gif |
| Рисунок 3.14 – Вертикальный напуск воды. |

На практике данное течение воды в рабочем колесе обеспечивает эффект самоочистки. Те частички грязи, которые при входе воды на рабочее колесо вдавливаются между лопатками, после половины оборота колеса вытягиваются центробежной силой и протекающей водой из пространства рабочего колеса наружу, а затем смываются в водобойный колодец.

Если объем воды в водном потоке переменный, то проточная турбина устанавливается как двухкамерная. Стандартное разделение напускных камер находится в соотношении 1:2. Более узкая камера обрабатывает небольшой, а более широкая камера – средний расход воды. Совместно обе камеры обработают полный расход воды. Благодаря данному разделению используется объем воды в пределах полного расхода воды до 1/6 от оптимального КПД. Проточные турбины, таким образом, очень эффективно, т.е. с КПД более 80%, используют также сильно изменяющийся расход воды в реках.

В разделенной проточной турбине рабочая вода направляется двумя сбалансированными силовыми профильными регулирующими заслонками. Они разделяют струю воды, компенсируют ее и обеспечивают поступление воды на рабочее колесо без удара – независимо от ширины камер. Обе поворотные регулирующие заслонки точно установлены в корпусе турбины и при небольших перепадах (напорах) могут служить в качестве устройства закрытия турбины. Поэтому нет необходимости использовать запорную арматуру между напорным трубопроводом и турбиной. Обе регулирующие заслонки независимо друг от друга оснащены удлиненными плечами, к которым подключено автоматическое или ручное регулирование. Регулирующие заслонки установлены в самостоятельных втулках и не требуют проведение какого-либо технического обслуживания. Подсоединением противовеса на концах плеч достигается способность гравитационного, аварийного закрытия турбины в случае ее остановки.

Корпус проточных турбин изготовлен из конструкционной стали, он очень массивен, устойчив к ударам и морозу. На рисунке 3.15 представлена модель в разнесении.

|  |
| --- |
| D:\работа\отчеты\2013\МОЁ\Рисунки\Крюков 1.jpg |
| Рисунок 3.15 – Конструкция энергоблока миниГЭС *Ossberger* |

Самой важной частью турбины является рабочее колесо. Оно оснащено лопатками, изготовленными согласно проверенным методам из чисто обработанной, тянутой, профильной стали. Лопатки с обеих сторон вставлены в концевые диски и сварены согласно специальным методам с внутренними дисками рабочего колеса. В зависимости от размера рабочее колесо имеет до 37 лопаток. Линейно скошенные лопатки создают только небольшое осевое усилие, поэтому нет необходимости в усилении аксиальных/осевых подшипников с их сложным закреплением и смазкой. У рабочих колес большой ширины лопатки многократно поддерживаются вложенными дисками. Рабочие колеса перед окончательной сборкой турбины тщательно балансируются и проходят дефектоскопический контроль. Проточные турбины оснащены стандартными, самоустанавливающимися, роликовыми подшипниками, имеющими в водяной турбине несомненные преимущества, такие как небольшое сопротивление качению и простое техническое обслуживание.

Конструкция корпуса подшипников предотвращает просачивание воды в подшипники и контакт смазочного материала с рабочей водой. Это существенное свойство патентованной конструкции корпуса подшипников проточных турбин нашей конструкции. Одновременно рабочее колесо при помощи размещения подшипников центрировано в корпусе турбины. Это изобретательное техническое решение дополняют уплотнительные элементы, не требующие технического обслуживания. Кроме ежегодной смены смазки посадка деталей не требует никакого технического обслуживания. Используемое техническое решение позволяет проводить простую замену рабочего колеса без демонтажа с места всей турбины.

В принципе, проточная турбина является турбиной со свободным уровнем воды. Но для средних и низких перепадов (напоров) не обойтись без всасывающей трубы. Она предназначена для того, чтобы машинное отделение было защищено от наводнения и одновременно можно было воспользоваться всей высотой перепада без потерь. У турбины со свободным уровнем, с широкой областью применения, водяной столб во всасывающей трубе должен быть управляемым. Это обеспечивает регулировочный аэрационный вентиль, который оказывает влияние на разряжение в корпусе турбины. Таким образом, можно оптимально использовать турбины с высотой всасывания от 1 до 3 м, без угрозы опасности возникновения кавитации. Кроме того, создание всасывающего трубопровода в качестве стального коллектора значительно снижает расходы на сооружение основания при низких перепадах (напорах), и тем самым многие проблемные проекты становятся выгодными по цене.

У проточных турбин данной конструкции отсутствует кавитация, то есть отпадают необходимость расположения рабочего колеса под уровнем нижней воды, и связанные с этим расходы на строительство, и исчезают эксплуатационные недостатки.

Для перепада до 90 м при производстве используется стандартная, конструкционная сталь. Для перепадов 90 – 120 м рабочее колесо поставляется уже из высокопрочной нержавеющей стали. Для перепадов свыше 120 м вся турбина изготовлена из нержавеющей стали, включая корпус и детали трубопровода.

### 3.5.2 Системы управления малых гидроэлектростанций

Компания *CINK Hydro-Energy* предлагает технику управления и распределительные шкафы (рисунок 3.16) для:

1. Параллельной сетевой эксплуатации, с целью достижения максимальной годовой выработки.
2. Автономной эксплуатации, для собственных потребностей заказчика с измерением избыточной электроэнергии.
3. Комбинации параллельной сетевой эксплуатации и автономной эксплуатации с возможностью пуска «до темна».

Полная визуализация блока управления – *PLC SIMATIC TOUCH-SCREEN PANEL* позволяет контролировать работу турбины на месте или через Интернет и выполняет следующие функции:

1. Возможность дистанционного управления, мониторинга и диагностики.
2. Полностью автоматизированная эксплуатация малых гидроэлектростанций (*MVE*).
3. Использование самых качественных комплектующих только от известных мировых изготовителей.
4. Модульная/блочная конструкция, позволяющая легко проводить диагностику и замену.

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/ridici_nove/02_big.jpg |
| Рисунок 3.16 – Распределительный шкаф |

Также в компании *Cink Hydro Energy* находятся в разработке гидроэлектростанции, подходящие для описанных выше условий, с использованием турбин другого стандартного типа: поворотнолопастной турбины (турбины Каплана), радиально-осевой турбины (турбина Френсиса) (рис. 3.17, 3.18).

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/galerie/kaplan_nove/Cink_hydro_turbine_kaplan_04_big.jpg |
| Рисунок 3.17 – Поворотнолопастная турбина (турбина Каплана) |

Краткие технические характеристики представленные производителем:

1. Для перепада (напора) 1 – 18 м.
2. Прямоточное горизонтальное и вертикальное исполнение с водоемом.
3. Размеры конструкции 500 – 3200 мм, с 4 или 5 лопатками.
4. Лопатки рабочего колеса изготовлены из бронзы или нержавеющей стали
5. Аварийное закрытие направляющего устройства гравитационное, с помощью запорных противовесов.
6. Вариант исполнения *TKP* с торцевой передачей и генератором, расположенными в обтекаемой центральной колонне, или вариант исполнения *AD* и *RD* с прецизионной направленной передачей с плоским ремнем.
7. Возможность подключения через четырехгранный или круглый фланец, причем как к трубопроводу, так и к бетонному подводящему каналу.
8. Уплотнение вала от попадания воды с помощью керамической прокладки, без необходимости проведения технического обслуживания.
9. Подводящий канал и отсасывающая труба из металлической конструкции или из литого бетона.

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/francis/fra.jpg |
| Рисунок 3.18 – Радиально-осевая турбина (турбина Френсиса) |

Конструкционный вариант исполнения для системы питьевой воды с длинными трубчатыми подводящими деривационными водоводами и противодавлением**:**

1. Минимальное изменение расхода воды турбиной при переходе на обычное число оборотов = минимальные гидравлические удары.
2. Для перепада (напора) от 50 до 150 м и номинального расхода воды 120 – 430 л/сек.
3. Типовые серии 3,8/4,8 – *F* 90.
4. Направляющие лопатки и рабочее колесо изготовлены из высокопрочной нержавеющей стали.
5. Электромеханический или гидравлический привод регулирования с возможностью полного закрытия.
6. Специальное покрытие/окраска для использования в мокрой/сырой среде (конструкционный вариант исполнения для питьевой воды).
7. Специальная обводная конструкция для закрытой системы трубопровода.
8. Высокий КПД при постоянном расходе воды (50–100% от установленного расхода).
9. Рабочее колесо размещено непосредственно на валу генератора (возможен вариант с муфтой и с установкой собственных подшипников на валу турбины).
10. Спиральная коробка, сваренная из сегментов.
11. Возможность горизонтального и вертикального расположения вала.

|  |
| --- |
| http://www.cink-hydro-energy.com/galerie/turbiny/galerie/micro/Cink_hydro_turbine_microcross_05_big.jpg |
| Рисунок 3.19 – Турбина *Microcross* |

1. Массивное и приемлемое по цене компактное исполнение.
2. Для параллельной работы с сетью или для самостоятельной автономной эксплуатации.
3. 10.000 раз проверенные эффективность и качество технологического оборудования.
4. Диапазон мощностей – 5–35 кВт.
5. Диапазон использования при полном открытии 30 – 200 л/сек при соответствующем перепаде/напоре – см. график.
6. Регулирование с помощью одной регулирующей заслонки в диапазоне 40 – 100% расхода воды с КПД 80%.
7. Моноблочная конструкция со стандартной шириной рабочего колеса 125/250/375 мм.
8. Диаметр рабочего колеса 200 мм.
9. Высокий КПД даже при сильно изменяющемся расходе воды турбины
10. Способность самоочищения рабочего колеса, предотвращающая его засорение.
11. Соединение с генератором через муфту или ременную передачу большим количеством клиновидных ремней.
12. Ручной или автоматический привод регулирования, автоматическая синхронизация в зависимости от достигнутых оборотов.
13. Небольшой транспортный вес.
14. Простой, быстрый и недорогой монтаж.

## 3.6 Продукция компании Fuchun Industry

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Китай |
| Официальный сайт | *http://www.fuchunind.com* |
| Электронная почта | [*dept1@fuchunind.com*](mailto:dept1@fuchunind.com) |
| Представительство в России | Нет. От возможного сотрудничества отказались |

*Fuchun Industry* *Development Co. Ltd* [110]– компания основанная в 1978 году в городе Шенцен (*Shenzhen*) провинции Гоангдонг (*Guangdong*) Китая, специализируется на разработке и изготовлении и обслуживании оборудования для больших и малых гидроэлектростанций, недавно выпустила несколько серий микрогидроэлектростанций различной конфигурации и мощности. Выпуск изделий компании экспортируется во многие страны мира, такие как: США, Канада, Германия, Пакистан, Куба, Россия, Турция, Грузия Северная Корея, Непал, Франция, Болгария, Венгрия и т.д.

1. Микрогидростанция *Tabular Turbine*

Данная гидростанция, представленная на рисунке 3.21, имеет вертикальный способ установки и состоит из: корпуса, с отверстиями для подачи и выпуска воды, турбины, генератора однофазного переменного тока и блока управления. Мощность данной турбины варьируется от 1,5 до 10 кВт. В таблице 3.4 представлены краткие характеристики установок разной мощности, предоставленные производителем. Цены на данные электростанции предоставляются по запросу.

|  |
| --- |
| Китаец.JPG |
| Рисунок 3.20 – Микрогидростанция *Tabular Turbin* |

Таблица 3.4 – Характеристики микрогидростанций *Tabular* *Turbine*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощность, *kW* | Уровень подпора, м | Поток, л\с | Частота вращения турбины, об\мин | Диаметр входной трубы, мм | Цена, $ |
| 1,5 | 5 | 60 | 1500 | 250 | 1100 |
| 3 | 4 | 136 | 1000 | 250 | 2300 |
| 3 | 11 | 45 | 1500 | 150 | 2300 |
| 5 | 6 | 151 | 1500 | 300 | 3100 |
| 6 | 7 | 156 | 1500 | 300 | 3500 |
| 8 | 9 | 161 | 1500 | 300 | 4200 |
| 10 | 11 | 165 | 1500 | 300 | 6100 |

1. Микрогидроэлектростанция *Box-type*.

Мобильная версия микрогидроэлектростанции (рисунок 3.21), собранная в защищенном от воздействий внешней среды корпусе, предназначена для использования в удаленных от сетей общего пользования горных местах. Номинальная мощность 0,75 кВт, однофазный, переменный ток. Для получения номинальной мощности необходим подпор воды высотой 14-18м с расходом 5-8 л\с. Частота вращения турбины 1500 об\мин. Стоимость 1000$.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.21 – Микрогидроэлектростанция *Box-type*. |

1. Горизонтально осевая турбина.

Горизонтально-осевая турбина (рисунок 3.22) является аналогом микрогидростанции *Tabular Turbine*, имеющей горизонтальную установку. Все характеристики также идентичны.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.22 – Горизонтально осевая турбина |

1. Микрогидроэлектростанция *Turgo Turbine*.

Микрогидроэлектростанция *Turgo Turbine* (рисунок 3.23) основана на работе турбины Пелтона и имеет двухточечную систему подачи воды. Оснащена трехфазным генератором переменного тока и блоком автоматического управления для гарантированно стабильного выходного напряжения. Изготавливается в 15 вариантах различной мощности от 300 Вт до 30кВт. В таблице 3.5 представлены краткие характеристики установок.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.23 – Микрогидроэлектростанция *Turgo Turbine*. |

Таблица 3.5 Параметры микрогидроэлектростанций *Turgo Turbine*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощность, кВт | Уровень подпора, м | Поток, л\с | Скорость вращения турбины, об\мин | Диаметр входной трубы, мм | Цена, $ |
| 0,3 | 12--14 | 3--5 | 1500 | 50 | 412 |
| 0,5 | 12--18 | 5--7 | 1000 | 50-75 | 520 |
| 0,75 | 14--18 | 5--8 | 1500 | 75 | 680 |
| 1,5 | 18--25 | 8--11 | 1500 | 125 | 1120 |
| 1,5 | 15 | 12--18 | 1500 | 125-150 | 1600 |
| 3,0 | 25--35 | 15-19 | 1500 | 125-150 | 1926 |
| 3,0 | 18-20 | 18-30 | 1500 | 150-200 | 1926 - 2014 |
| 6,0 | 28-35 | 30-38 | 1000 | 150 | 4200 |
| 6,0 | 18-20 | 38-50 | 1500 | 200 | 4200 |
| 10,0 | 30-38 | 40-50 | 1000 | 200-250 | 6500 |
| 10,0 | 25-30 | 50-60 | 1500 | 200-250 | 6500 |
| 12,0 | 28-35 | 50-60 | 1500 | 200-250 | 7200 |
| 15,0 | 30-40 | 60-70 | 1500\1000 | 200 | 9310 |
| 20,0 | 30-45 | 60-100 | 1500 | 250-300 | 12600 |
| 30,0 | 38-45 | 90-120 | 1500\1000 | 250-300 | 18000 |

## 3.7 Продукция компании Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd.

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Китай |
| Официальный сайт | [*http://yueniao.en.made-in-china.com*](http://yueniao.en.made-in-china.com/) |
| Электронная почта | [Контактная форма на сайте](mailto:info@derwent-hydro.co.uk) |
| Представительство в России | Нет |

Ассортимент, представленный компанией *Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd* [111], состоит из различных вариаций электростанций основанных на турбинах Каплана (рисунок 3.24, таблица 3.6) и Пелтона (рисунок 3.25, таблица 3.7). Предоставляющие мощности от 500т до 30кВт.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.24 - *Tubular* *Turbine*-*Generator*. |

Таблица 3.6 – Технические параметры *Tubular* *Turbine*-*Generator*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощность, кВт | Уровень подпора, м | Поток, л\с | Скорость вращения турбины, об\мин | Диаметр входной трубы, мм | Цена, $ |
| 3 | 11 | 45 | 1500 | 150 | 2800 |
| 6 | 7 | 156 | 1500 | 300 | 3750 |
| 10 | 11 | 165 | 1500 | 300 | 6250 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.25 – *Turgo Turbine Generator.* |

Таблица 3.7 – Технические характеристики *Turgo Turbine Generator*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощность, *kW* | Уровень подпора, м | Поток, л\с | Частота вращения турбины, об\мин | Диаметр входной трубы, мм | Цена, $ |
| 0,5 | 12--18 | 5--7 | 1000 | 50-75 | 412-500 |
| 0,75 | 14--18 | 5--8 | 1500 | 75 | 581 |
| 1,5 | 15 | 12--18 | 1500 | 125-150 | 1245 |
| 3,0 | 25--35 | 15-19 | 1500 | 125-150 | 2014 |
| 6,0 | 28-35 | 30-38 | 1000 | 150 | 3950 |
| 10,0 | 30-38 | 40-50 | 1000 | 200-250 | 6419 |
| 20,0 | 30-45 | 60-100 | 1500 | 250-300 | 11374 |
| 30,0 | 38-45 | 90-120 | 1500\1000 | 250-300 | 17300 |

## 3.8 Продукция компании Hydro Induction Power

Американская компания *«Hydro Induction Power»* [112] несколько десятилетий специализируется на производстве маломощных низковольтных мобильных микрогидроэлектростанций, построенных на базе турбины Пелтона, с четырех - либо двухточечной подачей воды на турбину. На данный момент компания выпускает четыре модификации электростанций:

1. *LV400,*
2. *LV750,*
3. *LV800*
4. *LV1500*.

На рисунке 3.26. представлен общий вид гидроэлектростанций. В отличие от других высокоэффективных блоков, эти удобные единицы не требует механических или электрических регулировок и легко собираются в многоблочную систему. Они эффективны в более широком диапазоне высоты подпора. Выбор несколько, разного размера сопла позволяет легко настраивать в ситуациях с различными потоками.

|  |
| --- |
| D:\obj233geo191pg11p14.pngD:\obj232geo190pg11p14.png |
| Рисунок 3.26 – Общий вид гидроэлектростанций. |

В таблице 3.8 представлены параметры различных модификаций, предоставленные производителем в каталоге.

Таблица 3.8 Параметры изделий компании «Hydro Induction Power»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| - | *LV400* | *LV750* | *LV800* | *LV1500* |
| Диаметр труб, для подключения, дюйм | 2 | 2 | >2 | >2 |
| Высота напора, фут | 10 - 70 | 10 - 70 | 70 - 600 | 70 - 600 |
| Расход, галонн\мин. | 5 - 140 | 5 - 140 | 5 - 100 | 5 - 100 |
| Максимальная мощность, Ватт | 400 | 750 | 800 | 1500 |
| КПД % | 30 - 70% | 30 - 70% | 30 - 70% | 30 - 70% |
| Выходное напряжение | 12В, 14В, 48В постоянный | 12В, 14В, 48В постоянный | 12В, 14В, 48В, 120В постоянный или переменный | 12В, 14В, 48В, 120В постоянный или переменный |
| Цена, $ | 1350 - 1500 | 1850 - 2000 | 1350 - 1500 | 1850 - 2000 |

Далее на рисунках 3.27 и 3.28 показаны установленные и функционирующие гидроэлектростанции в штате Калифорния, США.

|  |
| --- |
| http://www.homehydro.com/image/obj57geo198pg13p14.png |
| Рисунок 3.27 – Гидроэлектростанции в штате Калифорния США |

|  |
| --- |
| http://www.homehydro.com/image/obj112geo292pg13p14.png |
| Рисунок 3.28 – Гидроэлектростанции в штате Калифорния США |

Заявленный производителем гарантийный срок службы 4 года. Управление выходным напряжением осуществляется с помощью системы аккумуляторов и трансформатора.

## 3.9 Продукция компании GCK Technology Inc

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | США |
| Официальный сайт | *http*://*www*.*gcktechnology*.*com* |
| Электронная почта | [*kurth*@*gcktechnology*.*com*](mailto:kurth@gcktechnology.com) |
| Представительство в России | Нет. |

*GCK Technology Inc* [113] - еще один представитель американского рынка производителей свободнопоточных микрогидроэлектростанций, основанных на турбине Горлова с вертикальным расположением оси. В данный момент проект находится в стадии разработки и тестирования, поэтому цены производителем не предоставлены. На рисунках 3.39 и 3.30 представлен общий вид гидроэлектростанции и турбины. Выпуск первого серийного образца планируется в 2015г.

|  |
| --- |
| http://www.gcktechnology.com/GCK/Images/AboutPic1b.jpg |
| Рисунок 3.29 – Общий вид гидроэлектростанции |

|  |
| --- |
| http://www.gcktechnology.com/GCK/Images/AboutPic2b.jpg |
| Рисунок 3.30 – Общий вид турбины Горлова |

Гидроэлектростанция разрабатывается для применения в следующих условиях:

1. Реки.
2. Потоки небольших дамб.
3. Океанские течения.
4. Искусственные каналы.

Данная турбина демонстрирует высокую эффективность работы в свободных потоках по сравнению с другими известными турбин. Скорость вращения в два раза превышает скорость воды тока. Одним из главных преимуществ является вращение в том же направлении, независимо от направления потока воды. Это особенно выгодно для приливных и волновых энергетических систем. Также, данная турбина не имеет колебания крутящего момента. Испытания показали отсутствие кавитации даже при высокой скорости вращения.

Конструкция турбины позволяет строить экологически безопасные бесплотинные ГЭС. Модульность позволяет использовать турбину в системах, установленных как вертикально, так и горизонтально, с использованием общего вала и генератора для массива из нескольких турбин, обеспечивает большую гибкость, которая может упростить и сократить время на строительство, расширение и расходы на техническое обслуживание энергетического объекта.

## 3.10 Продукция компании Micro Hydro Systems

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | США |
| Официальный сайт | [*http://www*.*hipowerhydro*.*com*](http://www.hipowerhydro.com/) |
| Электронная почта | [*info*@*hipowerhydro*.*com*](mailto:info@hipowerhydro.com) |
| Представительство в России | Нет |

*Micro Hydro Systems* [114] – представитель американского рынка производителей микрогидроэлектростанций малой мощностью от 4 до 5 кВт, основанных на турбине Пелтона с двумя и четырьмя точками подачи. Компания работает в сфере разработки, производства, установки и обслуживания микроГЭС в Америке, Канаде, Мексике с 1988г. За это время компания наработала опыт внедрения и эксплуатации микроГЭС.

В данный момент предприятием изготавливаются микроГЭС для частных лиц, дачных поселков, ферм, отдаленных горных спасательных и исследовательских станций. Представлены следующие изделия:

1. 1.2*KW* *System* – стоимость комплекта 3600$ (без блока управления).
2. 2*KW* *System* – стоимость комплекта 6000$.
3. 4*KW* *System* – стоимость комплекта 8000$.
4. *Rectifier* *Box* (щит управления, основанный на трансформаторе и системе двойного преобразования, для стабилизации и управления выходной мощностью).
5. Сопутствующее оборудование и материалы, необходимые при установке, обслуживании и эксплуатации (трубы, провода, турбины, генераторы и т.д.).

На рисунках 3.31, 3.32 и 3.33 показаны примеры установки изделий данной компании.

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj19geo98pg8p8.png |
| Рисунок 3.31 – Система мощностью 3.6 кВт |

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj138geo39pg8p8.png |
| Рисунок 3.32 – Система мощностью 5кВт, состоящая из двух установок по 2.5кВт |

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj226geo268pg8p8.png |
| Рисунок 3.33 – Система мощностью 4кВт, последняя из внедренных на данный момент МикроГЭС в Октябре 2012г. Штат Орегон |

Таблица 3.8 – параметры генераторов фирмы *Micro Hydro Systems*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Модель генератора | Мощность, кВт. | Число фаз | Выходное напряжение | Стоимость |
| *HV*1200 | 1200Вт | 1 | 110В, 220В. | 3000$ |
| *HV*2000 | 2 кВт | 1 или 3 | 110В, 220В, 440В. | 4200$ |
| *HV*4000 | 4 кВт | 1 или 3 | 110В, 220В, 440В. | 6000$ |

Также для каждого из комплектов поставки предусмотрены различные виды турбин:

1. *Hartvigsen* *Turgo* *Runner*: $400;
2. *Harris* *Pelton* *Runner*: $300;
3. *ES*&*D* *Pelton* *Runner*: $400;
4. *ES*&*D* *Turgo* *Runner*: $825.

Для управления и контроля выходного напряжения и мощности компания выпускает, и включает в комплект поставки щиты управления, примеры представлены на рисунках 3.34, 3.35 и 3.36.

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj102geo103pg8p8.png |
| Рисунок 3.34 – Блок управления микроГЭС мощностью 3.6кВт |

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj39geo132pg8p8.png |
| Рисунок 3.35 – Блок управления МикроГЭС мощностью 5 кВт |

|  |
| --- |
| http://www.hipowerhydro.com/image/obj318geo229pg8p8.png |
| Рисунок 3.36 – Блок управления МикроГЭС мощностью 4 кВт |

## 3.11 Продукция компании PowerPal

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Канада |
| Официальный сайт | [*http*://*www*.*PowerPal*.*com*/](http://www.powerpal.com/) |
| Электронная почта | [Обращени](mailto:info@hipowerhydro.com)е к операторам через сайт. |
| Представительство в России | Нет |

*PowerPal* [115] – канадская корпорация, занимающаяся производством электрооборудования, имеющая отделение по разработке МикроГЭС, мощностью от 200В до 20кВт, и производство данных МикроГЭС во Вьетнаме. Продукция производится в соответствии со строгими стандартами под руководством *Asian* *Phoenix* *Resources* *Ltd*., так же принадлежащим канадской корпорации. Компания основана в 1998г. и в данный момент имеет представительства в 60 странах мира.

В данный момент компания производит и поставляет следующие типы микроГЭС:

1. *Low* *Head*;
2. *High* *Head*;
3. *T*1 *and* *T*2 *Turgo*;
4. *T*5 *Turgo*;
5. *T*8 *and* *T*16 *Turgo*.

МикроГЭС *Low* *Head* (рисунок 3.37, таблица 3.8)- малой мощности – от 200 до 1000 Вт. Данному типу изделий соответствуют следующие модели: *MHG*-200*LH*, *MHG*-500*LH* и *MHG*-1000*LH*.

Простой *AC* однофазный, бесщеточный генератор с постоянными магнитами крепится к пропеллеру турбины. Весь поток или его часть перенаправляется во впускной канал, где он образует вихрь, в результате чего гребной винт вращается. Все, что требуется, - это перепад высот с достаточной скоростью потока воды, который обычно получаются путем установки микроГЭС на небольшой водопад, плотину или траншеи. Вырабатываемая электроэнергия поступает в электронный контроллер нагрузки (входит в комплект), где стабилизируется напряжение 110В или 220В для защиты электрических приборов во время использования. Станция с легким, портативным устройством и простым монтажом, не требующим специальных навыков. После установки нет эксплуатационных расходов, а расходы на техническое обслуживание являются крайне низкими.

Таблица 3.8 - Параметры микроГЭС компании PowerPal типоразмера *High* *Head*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | *MHG*-200*LH* | *MHG*-500*LH* | *MHG*-1000*LH* |
| Величина перепада, м | 1.5 | 1.5 | 1.5 |
| Скорость потока, л/с | 35 | 70 | 130 |
| Мощность, Вт | 200 | 500 | 1000 |
| Напряжение, В | 110\220 | 110\220 | 110\220 |
| Частота тока, Гц | 50\60 | 50\60 | 50\60 |
| Частота вращения | 1500 | 1500 | 1200 |
| Стоимость, $ | 1150 | 1500 | 1800 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.37 – Энергоблок серии *Low* *Head*. |

Следующий ряд моделей микроГЭC - *High* *Head* (рисунок 3.38, таблица 3.9), также относится к модельному ряду маломощных мобильных и неприхотливых микроГЭС. Технические характеристики точно такие же, как у моделей *Low* *Heads*, различия заключаются в конструкции и мощностях. Данный модельный ряд состоит из двух моделей: *MHG*-200*HH* и *MHG*-500*HH* и рассчитан на мощности 160-520 Вт.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.38 – Модель *High* *Head* |

Таблица 3.9 – Параметры микроГЭС компании PowerPal типоразмера Low Head

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр | *MHG*-200*HH* | *MHG*-500*HH* |
| Величина перепада, м | 5-6 | 7 -11 |
| Скорость потока, л/с | 6,3-6,4 | 7,4 – 9,1 |
| Мощность, Вт | 160 - 200 | 275 - 520 |
| Напряжение, В | 110\220 | 110\220 |
| Частота тока, Гц | 50\60 | 50\60 |
| Частота вращения | 1400 | 1400 |
| Стоимость, $ | 900 - 1300 | 1000 - 1600 |

Следующий ряд моделей под названием *T1* *and* *T2* *Turgo*, серия от 660Вт до 2 кВт в зависимости от величины перепада и потока. Изготавливаются в двух конфигурациях (рисунки 3.39 и 3.40 соответственно) на основе турбины *Targo* с одной или двумя точками подачи. Станции так же оснащены трехфазными генераторами переменного тока с выходным фазным напряжением 220В, частота тока 50 Гц. Стоимость моделей данного типа колеблется от 4200$ до 5100$.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.39 –МикроГЭС с одной точкой подачи |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.40 –МикроГЭС с двумя точками подачи |

Следующая серия изделий, называемая *PowerPal* *T*5 *Turgo* (рисунок 3.41), состоит, на данный момент, из одной модели микрогидроэлектростанции *MHG*-5, продается только в комплекте с генератором, поддерживающим рабочую выходную мощность от 2 кВт до 4.5 кВт, и контролируется электронным блоком управления с балластом. Основные характеристики:

1. Мощность минимальная 2кВт.
2. Выходное напряжение фазное 220В.
3. Частота тока (управляется преобразователем) 50-65 *Hz*.
4. Частота вращения ротора 1800 об/мин.
5. Вес 75 кг.
6. Стоимость 7800$.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.41 – Микрогидроэлектростанция *MHG*-5 |

Эксплуатационные требования, сроки обслуживания и срок службы данной модели точно такие же как моделей *Low* *Head* и *High* *Head*. Из-за сходности конструкции имеют одинаковые положительные и отрицательные стороны.

Последняя модель из списка производимых компанией *PowerPal* микроГЭС - *PowerPal* *T*8 *and* *T*16 *Turgo* (рисунок 3.42). Данная модель является самой мощной из всех микроГЭС, представленных компанией. Мощность составляет от 4.7 до 15 кВт. Данная МГЭС оснащается трехфазным генератором с выходным напряжением 220В\380В и частотой 50 Гц. Выпускается в двух модификациях: с одной и двумя точками подачи, и, соответственно, мощностью 9,4 кВт и 16 кВт. Цена самой станции без установки и сопутствующих материалов колеблется от 45000$ до 80000$. К сожалению, по данному изделию по запросу производитель не предоставил более подробной информации и технических характеристик.

|  |
| --- |
| PowerPal T8 and T16 Turgo |
| Рисунок 3.42 – *PowerPal* *T*8 *and* *T*16 *Turgo* |

## 3.12 Продукция компании Aurora Power & Design

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | США |
| Официальный сайт | *http*://*www*.*aurorapower*.*net* |
| Электронная почта | [Контактный формуляр на сайте](mailto:office-inset@inset.ru) |
| Представительство в России | Нет |

Компания «*Aurora Power & Design»* [116] является представителем американского рынка производителей и поставщиков различных типов генераторов (в том числе и ветроустановок), батарей, приборов, а также микроГЭС малой мощности для частных лиц, ферм, пасек, отдаленных станций наблюдения и т.д. Компания основана в 1985г. За прошедшее время компания разработала и наладила производство электростанций 4 типов.

Первая из представленных на сайте электростанций – это *PowerSpout* *Hydro* *Turbine* *LH* (рисунок 3.43), по запросу информации у производителя технических параметров, производитель выслал инструкцию по применению и соответствующую цену изделий без учета доставки, установки и подключения. Так же данная электростанция поставляется в варианте исполнения *PRO*, отличие заключается в наличии устройства очистки и защитного корпуса.

Краткие технические характеристики:

1. Максимальная мощность 1500 Вт.
2. Возможность модульной установки максимальной мощностью до 15 кВт.
3. Выходное напряжение 80-120 В, постоянный ток.
4. Основана на турбине Каплана (рисунок 3.44).
5. Генератор с постоянными магнитами.
6. Щит управления с блоком батарей и преобразователем переменного тока.
7. Масса - 23 кг.
8. Станция оснащена устройством для очистки от мелкого мусора в виде перемещающейся по контуру забора воды щетки (рисунок 3.45).
9. Цена в Америке: 1399$ без устройства очистки и 2399$ с устройством очистки.

|  |
| --- |
| http://www.aurorapower.net/Portals/0/PowerSpoutLH2_1.jpg |
| Рисунок 3.43 - *PowerSpout Hydro Turbine LH* |

|  |
| --- |
| http://www.aurorapower.net/Portals/0/images/Impeller.jpg |
| Рисунок 3.44 - Турбина *PowerSpout* *Hydro* *Turbine* *LH* |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.45. – Устройство очистки |

Для данной энегроустановки компания предлагает два способа подключения в сеть: для прямых потребителей энергии и подключение в общую сеть. Упрощенные схемы подключения представлены на рисунках 3.46 и 3.47.

Для индивидуальных потребителей вырабатываемая микроэнергоустановкой энергия через контроллер заряда батарей поступает на блок аккумуляторных батарей. К блоку батарей подключается инвертор переменного тока. Данная схема позволяет путем преобразования энергии из постоянного тока в переменный обеспечить для потребителя необходимое качество тока с минимальными колебаниями параметров.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.46 – Схема подключения для индивидуальных потребителей |

Так как для подключения в общую сеть нет жестких требований по колебаниям напряжения и соответственно мощности, то в данном случае используется простой инвертор переменного тока подключенный напрямую в сеть.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.47 – Схема подключения к общей сети |

Второй представитель ряда микроГЭС, производимых компанией, изготавливающийся в более чем 250 вариантах, - *APM* *hydro* *turbines* (рисунок 3.48). Серия гидростанций построена на основе турбины Пелтона и оснащается двух- и четырехточечной подачей воды. В конструкции также используется генератор постоянного тока разных мощностей – до 2 кВт. Цена на изделие колеблется в зависимости от конфигурации и мощности от 1900$ до 4000$.

|  |
| --- |
| http://www.aurorapower.net/Portals/0/apmHydro.jpg |
| Рисунок 3.48 – Станция из серии *APM* *hydro* *turbines* |

Третий вид поставляемых компанией микрогидроэлектростанций малой мощности - *PowerSpout* *Hydro* *Turbine* (рисунок 3.49). Электроустановка мощностью 1300 Вт, основанная также на турбине Пелтона с двухточечной подачей, является приоритетной для использования в экспедициях, так как изготавливается из пластика, имеет малый вес и малые габариты. Выходные характеристики не отличаются от остальных изделий представленных данной компанией. Цена в Америке - 2399$.

|  |
| --- |
| http://www.aurorapower.net/Portals/0/PowerSpout.jpg |
| Рисунок 3.49 - PowerSpout Hydro Turbine |

## 3.13 Продукция компании Fire Mountain Solar

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | США |
| Официальный сайт | *http*://*www*.*firemountainsolar*.*com* |
| Электронная почта | *info*@*firemountainsolar*.*com* |
| Представительство в России | Нет |

Представитель американского рынка поставщиков оборудования и станций, использующих восстанавливаемые источники энергии. В основном компания «*Fire Mountain Solar*» [117] специализируется на поставке солнечных батарей и оборудования к ним. Но также она поставляет один вид микроГЭС, основанный на турбине Пелтона, различной мощности от 500 до 2,5 кВт. Электростанция комплектуется генератором постоянного тока, блоком аккумуляторных батарей, конвертером переменного тока. Стоимость комплекта поставки в Америке колеблется от 4000 до 6000 долларов. Данная компания не может рассматриваться на данный момент как потенциальный партнер по поставкам оборудования в Красноярский край, так как компания не занимается экспортом.

## 3.14 Продукция компании Derwent Hydro

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Англия |
| Официальный сайт | *http*://*www*.*derwent*-*hydro*.*co*.*uk* |
| Электронная почта | [*info*@*derwent*-*hydro*.*co*.*uk*](mailto:info@derwent-hydro.co.uk) |
| Представительство в России | Нет |

Член Британской ассоциации ГЭС, компания «*Derwent Hydro*» [118] работает в сфере гидроэнергетики более 14 лет и в настоящее время имеет несколько завершенных проектов по постройке, запуску и подключению микрогидроэлектростанций.

Данная компания специализируется исключительно на миниГЭС мощностью до 1000кВт, решая при этом все вопросы, связанные с проектированием, изготовлением, лицензированием и подключением.

Цена на изготовление и разработку МГЭС предоставляется только после предоставления информации о условиях и местности эксплуатации. Оборудование не адаптировано для резко-континентального климата

## 3.15 Продукция компании Hydro Electric Barrel

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Англия |
| Официальный сайт | *http*://*www*.*hydro*-*electric*-*barrel*.*com* |
| Электронная почта | [*mike*@*hydro*-*electric*-*barrel*.*com*](mailto:mike@hydro-electric-barrel.com) |
| Представительство в России | Нет |

Компания «*Hydro Electric Barrel*» [119] – сравнительно молодой представитель английского рынка разработчиков. Занимается разработкой конструкции свободнопоточной микроГЭС, представляющей собой плавающее водяное колесо (рисунок 3.50), которое может генерировать электричество, находясь подвешенным над рекой или другим потоком воды, независимо от его глубины.

|  |
| --- |
| hydroelectric generator |
| Рисунок 3.50 – Плавучая микроГЭС |

Уникальный шеврон в форме ступеней весла дает возможность вращаться вокруг своей горизонтальной оси. Достоинством такой конструкции является значительное сокращение прижимных силы (*Coanda*-эффект) и головной волны в передней части, что увеличивает эффективность машины. Эта конструкция имеет много преимуществ перед другими методами получения гидроэлектроэнергии:

* 1. Тихая работа по сравнению с обычным водяным колесом.
  2. Легкость транспортировки и установки.
  3. Экологичность.
  4. Рентабельность производства, низкие капитальные затраты за киловатт. Режим работы круглосуточный и ежедневный, в отличие от солнечной и ветровой электростанций.
  5. Существенно не прерывает течение реки и не создает проблем для экосистемы водоема.
  6. Настраивается на уровне воды.
  7. Расчетная стоимость данной установки мощностью 2 кВт после запуска в производство - 10000 Евро.

Главным минусом данной установки является неприспособленность к зимнему использованию. Но по заверению разработчиков, в планах адаптировать работу установки в зимних условиях на не замерзающих реках. В данное время разработчиками изготовлено несколько тестовых образцов, проводятся тестирования на реках Англии. Установленная в ходе экспериментов и расчетов специалистами компании зависимость мощности от скорости потока при учете диаметра колеса представлены на рисунках 3.51 и 3.52.

|  |
| --- |
| HEB_formula for power1.5M_html_73378a6502 |
| Рисунок 3.51 – График зависимости получаемой мощности от скорости реки. Скорость реки представлена в миль/час. Диаметр колеса 1.5м |

|  |
| --- |
| HEB_formula for power2M_html_13a6d27f03 |
| Рисунок 3.52– График зависимости получаемой мощности от скорости реки. Скорость реки, миль/час; диаметр колеса 2м |

Из графика на рисунке 3.51 видно, что мощность в 1кВт достигается уже при скорости течения в 4,5 миль/час, что соответствует скорости 2 м/с. Тогда как при диаметре колеса 2м аналогичная мощность достигается при 3.5 миль/час = 1.56 м/с.

## 3.16 Представители компаний в России и СНГ

### 3.16.1 Продукция компании МНТО ИНСЭТ

|  |  |
| --- | --- |
| Страна | Россия |
| Официальный сайт | [*www*.*inset*.*ru*](http://www.inset.ru/) |
| Электронная почта | [*office*-*inset*@*inset*.*ru*](mailto:office-inset@inset.ru) |
| Представительство в России | Санкт-Петербург |

Данное межотраслевое научно-техническое объединение основано в 1988 году и специализируется на разработке, серийном изготовлении, комплектной поставке и монтаже гидроагрегатов для малых ГЭС единичной мощностью до 5000 кВт и микроГЭС мощностью от 3 до 100 кВт.

«МНТО ИНСЭТ» [109] также производит обследование рек для выявления мест возможного строительства малых деривационных ГЭС основанных на различных типах турбин, выполняет расчеты по обоснованию инвестиций, разрабатывает бизнес-планы, ТЭО и проектно-сметную документацию.

С начала деятельности объединения с использованием оборудования «МНТО ИНСЭТ» на территории Российской Федерации и СНГ (Армении, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Таджикистана и Узбекистана) на 01.01.2009г. введено в эксплуатацию свыше 100 малых и микро ГЭС общей мощностью более 25 МВт.

В страны дальнего зарубежья, в том числе Швецию, Финляндию, Японию, Южную Корею, Панаму, Францию, Бразилию, Афганистан и др. поставлено более 50 гидроагрегатов для малых и микро ГЭС.

К настоящему времени создан типоразмерный ряд в количестве 34 гидроагрегатов на напоры от 3 до 450 м единичной мощностью от 5 кВт до 5 МВт.

ИНСЭТ предлагает:

1. Микрогидроэлектростанции:
   1. с пропеллерным рабочим колесом:
      1. мощностью до 5 кВт (МГЭС-10Пр) на напор 2,0- 4,5 м и расход 0,07 - 0,14 м3/ с;
      2. мощностью до 10 кВт (МГЭС-10Пр) на напор 4,5-10,0 м и расход 0,10 - 0,21 м3/ с;
      3. мощностью до 15 кВт (МГЭС-15Пр) на напор 4,5-12,0 м и расход 0,10 - 0,3 м3/ с;
      4. мощностью до 50 кВт (МГЭС- 50Пр) на напор 2,0-10,0 м и расход 0,30 - 0,90 м3/ с;
      5. мощностью до 100 кВт (МГЭС-100Пр) на напор 6,0-18,0 м и расход 0,50 - 1,20 м3/ с;
   2. с диагональным рабочим колесом:
      1. мощностью 20 кВт (МГЭС- 20ПрД) на напор 8-18 м и расход 0,08 - 0,17 м3/ с;
   3. с ковшовым рабочим колесом:
      1. мощностью до 100 кВт (МГЭС-100К) на напор 40-250 м и расход 0,015 - 0,060 м3/ с;
      2. мощностью до 180 кВт (МГЭС-200К) на напор 40-250 м и расход 0,025 - 0,100 м3/ с;
2. Гидроагрегаты для малых ГЭС:
   1. гидроагрегаты с осевыми турбинами (ГА-1, ГА-8, ГА-8М, ГА-14, Пр-15, Пр-30) мощностью до 1800 кВт;
   2. гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами (ГА-2, ГА-4, ГА-9, ГА-11) мощностью до 5600 кВт;
   3. гидроагрегаты с ковшовыми турбинами (ГА-5, ГА-10, ГА-10М, 200К) мощностью до 5200 кВт.

Основные технические характеристики микрогидроэлектростанций представлены в таблицах 3.12 и 3.13.

Таблица 3.12 - Микрогидроэлектростанции с пропеллерными турбинами

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Тип МикроГЭС | | | | | |
| МикроГЭС 10Пр | | МикроГЭС 15Пр | МикроГЭС 50Пр | | МикроГЭС 100Пр |
| Мощность, кВт | 0,6-4,0 | 2,2-10,0 | 3,5-15,0 | 10,0-30,0 | 10,0-50,0 | 40,0-100,0 |
| Напор, м | 2,0-4,5 | 4,5-10,0 | 4,5-12,0 | 2,0-6,0 | 4,0-10,0 | 6,0-18,0 |
| Расход, м3/с | 0,07-0,14 | 0,10-0,21 | 0,10-0,30 | 0,3-0,8 | 0,4-0,9 | 0,5-1,2 |
| Частота вращения, мин-1 | 1000 | 1500 | 1500 | 600 | 750 | 1000 |
| Номинальное напряжение, В | 230 | | 400 | 230, 400 | | 230, 400 |
| Номинальная частота тока, Гц | 50 | | 50 | 50 | | 50 |

Таблица 3.13 - Микрогидроэлектростанции с диагональной и ковшовой турбинами

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Тип МикроГЭС | | |
| МикроГЭС 20ПрД | МикроГЭС 100К | МикроГЭС 200К |
| Мощность,кВт | 10 - 20 | до 100 | до 180 |
| Напор,м | 8-18 | 40-250 | |
| Расход,м3/с | 0,08-0,17 | 0,015-0,060 | 0,015-0,100 |
| Частота вращения, мин-1 | 1500 | 600; 750; 1000; 1500 | |
| Номинальное напряжение, В | 230,400 | 230 , 400 | |
| Номинальная частота тока, Гц | 50 | 50 | |

В таблицах 3.14 и 3.15 представлены цены на различные конфигурации микро гидроэлектростанций.

Таблица 3.14 – Малые энергоустановки компании ИНСЭТ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диапазоны | | | Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от типа агрегата, тыс. руб. | | | Примечание |
| мощностей, кВт | напоров, м | расходов, м3/с | пропеллерный | радиально-осевой | ковшовый |  |
| до 100 | 2,5 - 150 | 0,1 - 5,5 | 70,0 - 40,0 | - | 36,0 | - |
| 200 - 500 | 7,5 - 400 | 0,17 - 7,0 | 36,0 - 19,0 | 27,0 - 14,5 | 27,0 - 14,5 | - |
| 600 - 1000 | 10 - 450 | 0,3 - 8,5 | 18,0 - 15,0 | 14,0 - 10,0 | 14,0 - 9,0 | - |
| 1000 - 3000 | 12 - 450 | 0,9 - 10,0 | 15,0 - 12,0 | 9,0 - 7,0 | 9,0 | до 1600 кВт для пропеллерных агрегатов |

Таблица 3.15 микроГЭС компании ИНСЭТ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Диапазоны | | | Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от типа агрегата, тыс. руб. | Модель микроГЭС |
| мощностей, кВт | напоров, м | расходов, м3/с | пропеллерный |
| до 10 | 4 - 10 | 0,12 - 0,21 | 475 | МикроГЭС-10Пр |
| до 15 | 6 - 12 | 0,12 - 0,303 | 525 | МикроГЭС-15Пр |
| до 50 | 4 - 10 | 0,4 - 0,8 | 2500 | МикроГЭС-50Пр |

На рисунках 3.53 и 3.54 представлены некоторые из поставляемых ИНСЭТ миниГЭС.

|  |
| --- |
| МикроГЭС 10 кВт |
| Рисунок 3.53 - МикроГЭС ИНСЭТ 10Пр мощностью 10 кВт |

|  |
| --- |
| http://sdelanounas.ru/i/d/3/d3d3Lmluc2V0LnJ1L2VxdS9GYXNuYWxfMi5qcGc_X19pZD0yMDk3NA==.jpg |
| Рисунок 3.54 - Микро ГЭС Энергоблок ИНСЭТ мощностью 100 кВт |

## 3.17 Строительно-монтажные работы при сооружении малых ГЭС

Строительно-монтажные работы охватывают все работы, выполняемые при возведении здания или сооружения непосредственно на месте строительства. Работы принято называть строительными или монтажными в зависимости от того, какой процесс преобладает. К монтажным относятся главным образом работы, выполняемые с применением готовых деталей, например: монтаж железобетонных конструкций, осветительной или силовой электропроводки, вентиляции, лифтов и т. д.

Все работы на стройках разделяют на общестроительные, специальные, транспортные и погрузочно-разгрузочные.

К общестроительным относят работы, связанные с возведением строительных конструкций, зданий и сооружений.

Общестроительные работы подразделяются по виду перерабатываемых материалов на земляные, каменные, бетонные и др.; по возводимым конструктивным элементам — на кровельные, штукатурные и др.

Земляные работы: рытье ям, котлованов и траншей под отдельные опоры, ленточные фундаменты, траншеи для подземных коммуникаций, транспортирование (погрузка, перемещение, выгрузка) и рыхление грунта, плакировка площадок, вскрышные работы, обратная засыпка и устройство насыпки, уплотнение грунта.

Свайные работы: забивка или погружение свай, устройство свайных фундаментов.

Каменные работы: возведение каменных конструкций (стен, простенков, столбов) из штучных камней и блоков, бутовой и бутобетонной кладки, кладки из обработанных природных камней правильной формы, кирпича, искусственных камней и крупных блоков.

Бетонные и железобетонные работы — возведение бетонных и железобетонных конструкций: приготовление бетонной смеси, транспортирование и укладка ее с уплотнением в форму (опалубку); создание условий, необходимых для твердения бетона (уход за бетоном); замоноличивание участков и стыков между сборными элементами и др. При возведении железобетонных монолитных конструкций выполняют также опалубочные работы (устройство опалубки) и арматурные (установка арматурных каркасов в опалубке) .

Монтаж конструкций, охватывает доставку на рабочее место, установку, выверку и закрепление готовых деталей и элементов (стальных, бетонных, железобетонных, деревянных, асбестоцементных и др.).

Плотничные и столярные работы на стройках, как правило, ограничиваются процессами транспортирования к месту установки и установки готовых деталей (стропил, окон, дверей) или возведением конструкций из заранее заготовленных и обработанных деталей, элементов или материалов (досок, брусков и др.). К этим работам относятся также настилка дощатых и паркетных полов.

Кровельные работы — это работы, выполняемые при устройстве покрытий чердачных и бесчердачных крыш. В одном случае покрытие делают из стальных и асбестоцементных листов, в другом — на подготовленное основание наклеивают рулонные материалы (толь, пергамин, рубероид).

Отделочные работы: оштукатуривание, облицовка, окраска, оклейка обоями зданий и помещений. Штукатурные работы выполняют, как правило, с механизированной подачей и нанесением раствора, а при небольших объемах работ — вручную. Облицовочные работы выполняют после завершения каменных работ с применением крупноразмерных плит и малогабаритных плиток, а также облицовочных листовых материалов. Работы по окраске конструкций, оклейке обоями относятся к малярным. В состав отделочных входят также работы по покрытию полов линолеумом, пластиком и т. п.

К специальным относятся главным образом работы, связанные с особыми видами материалов и способами производства, применяемыми при возведении конструкций или сооружений. Например: устройство шахтных стволов, облицовка или обмуровка технологических агрегатов и аппаратов кислотоупорной или огнеупорной кладкой, нанесение на конструкции антикоррозионных покрытий, а также устройство силовых, осветительных, телефонных и других сетей, монтаж санитарно-технических систем и приборов, лифтов.

Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы включают в себя доставку на стройки и рабочие места материалов, конструкций и деталей, приспособлений, инвентаря и инструмента. Для перевозки многообразных грузов, поступающих на стройки, служат различные транспортные средства: автосамосвалы, панелевозы, трайлеры, средства подвесного и конвейерного транспорта.

### 3.17.1 Выбор места установки низконапорной микроГЭС

Основным фактором, определяющим эффективность использования возобновляемого энергоресурса для производства электрической энергии, является локальный энергетический потенциал возобновляемого энергоносителя. Следовательно, для оптимизации параметров солнечных, ветровых и гидроэлектростанций, кроме интегральных характеристик распределения возобновляемых энергоресурсов по территории региона, необходимы локальные исследования, позволяющие выполнить эскизный проект привязки электростанции к местности.

Методики локальных исследований потенциала возобновляемых энергоресурсов различны и в значительной степени определяются стабильностью параметров энергоносителя.

Первичным энергоносителем для микроГЭС является поток воды, мощность которого достаточно стабильна во времени и определяется его напором и расходом. Однако для большинства водных потоков напор и расход не остаются неизменными в течение длительного периода времени, а в значительной мере зависят от климатических ландшафтных, временных и других условий. Следовательно, оптимизация параметров гидроэлектроагрегата должна быть выполнена на этапе эскизного проектировании электростанции по известным техническим характеристикам водотока: уклону русла реки, минимальному и максимальному расходу воды и с учетом других факторов.

Особо важное значение в этих условиях приобретает выбор рационального места размещения проектируемой электростанции, от которого во многом будут зависеть величина капитальных вложений в проект и себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

При выборе рационального места размещения микроГЭС и «привязки» его к местности проектировщикам, как правило, приходится решать сложную многофакторную задачу, связанную с определением количества энергии, которое возможно получить при использовании данного водотока и его достаточность для удовлетворения нужд потребителей; напор или высоту падения, которым располагает данный источник воды; количество воды, доступное для генерирования электроэнергии; размеры напорного трубопровода; расстояния и мощности, передаваемые по линиям электропередач от генератора к потребителям и т.п.

Большинство, описанных выше факторов, оказывают непосредственное влияние друг на друга и определяют экономическую целесообразность проекта.

При выборе месторасположения станции на местности необходимо учитывать, что капитальные затраты на микроГЭС существенно зависят от используемого напора воды. Высоконапорные микроГЭС, типичные для горных областей; обычно намного дешевле низконапорных станций.

Напорный трубопровод позволяет повысить энергию рабочего потока воды, применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа. Очевидно, что мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не будет зависеть от водного режима реки, если её минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Диаметр трубопровода и перепад высот между верхней и нижней точкой определяют расчетную мощность станции. Трубопровод микроГЭС может выполняться из стальных, бетонных, резиновых и других труб, широко применяемых в оросительных системах. Его стоимость существенно зависит от рельефа местности, определяя целесообразность применения низконапорной микроГЭС, прежде всего в горных районах с большими уклонами русла реки. Правильное использование рельефа местности, а также простейшие сооружения типа деривационных каналов, во многих случаях, позволяют уменьшить длину, и соответственно, и стоимость напорного трубопровода.

Благодаря неодинаковой устойчивости и подстилающих горных пород к размыву, тектоническим движениям и многим другим факторам большинство рек имеют изломанную форму продольного профиля. Поэтому даже для многих равнинных рек имеются локальные участки с аномальными уклонами поверхности, благоприятными для размещения гидравлических станций. установка низконапорной микроГЭС на таких участках реки, как правило, является экономически оправданной. Если локальные возможности по созданию напора не превышают величину в один метр, установка гидроэнергетической системы, вероятно, будет нецелесообразной.

Сток (расход воды) большинства рек значительно варьируется по сезонам года. Поэтому при определении локальных характеристик расхода воды, доступного для выработки электроэнергии, необходимо ориентироваться на засушливые сезоны, соответствующие минимальным стокам данного водотока.

Существенным фактором, ограничивающим применение микроГЭС в северных широтах, являются ледовые явления. Выработка электроэнергии мирокГЭС с напорным трубопроводом возможна в период открытого русла, поэтому крайне важное значение имеет достоверная информация о начале и окончании ледовых явлений.

Во многих странах мира строго регулируются вопросы, связанные с использованием, управлением и изменением стока рек. Любое изменение русла реки или берега может повлиять на качество воды или среду обитания живой природы, независимо от того, находится река на частной территории или нет. В связи с этим при выборе места строительства микроГЭС нужно стремиться использовать не более 10% от имеющегося минимального потока.

Для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов должны быть определены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

1. Средний уклон реки, *ΔН* (м/км);
2. Средний расход воды водотока в период летней межени, *Q* (м3/с);
3. Средняя скорость течения в период летней межени, *V* (м/с);
4. Число часов в году с открытым руслом, *Ч.*

По этим данным можно предварительно рассчитать возможности станции по выдаваемой мощности и количеству вырабатываемой электроэнергии. На следующем этапе разработки проекта выбирается рациональное место установки микроГЭС на местности с учетом представленных выше соображений. Производится тщательное исследование русла водотока и технические исследования благоприятных факторов для возведения надежных и эффективных гидротехнических сооружений.

При определении напора необходимо учитывать полный (статический) напор и рабочий (динамический) напор. Полный напор - это расстояние по вертикали между верхней точкой подводящей трубы (отметки водозаборника) и точкой, где вода освобождается из турбины. Рабочий напор - это полный напор минус давление или гидравлические потери, связанные с трением и явлением турбулентности в трубопроводе. Эти потери зависят от типа, диаметра, длины трубы, количества изгибов и колен. Величину полного напора  можно использовать только для приблизительной оценки мощности электростанции, для определения реальной мощности необходимо использовать данные по рабочему напору *Н*.

|  |  |
| --- | --- |
| ,м | (3.1) |

где  – потерн на трение в водоводе;  – дополнительные или местные потери, связанные с засорением водозабора, бифуркацией на сужениях и расширениях, задвижках, клапанах и т.д.

Величину потерь напора на трение в водоводе можно определить по выражению:

|  |  |
| --- | --- |
| , м | (3.2) |

где *J—* гидравлический градиент: *L* - длина водовода, м.

Для определения гидравлического градиента можно использовать следующую практическую формулу:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.3) |

где *V* - скорость потока, м; *D* - диаметр водовода, м; *а, п, т -* коэффициенты материала, из которого изготовлен водовод (учитывают шероховатость поверхностей стенок и зашиты внутренних поверхностей)

Таблица 3.16 – расчетные коэффициенты для стали и бетона

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | *а* | *n* | *m* |
| Стальная труба | 0.885 | 1.8 | 1.17 |
| Бетонная труба | 0.917 | 2,0 | 1,25 |

В водоводах закрытого типа для расчета потерь на трение рекомендуется использовать уравнение Дарси-Вейсбаха:

|  |  |
| --- | --- |
| , м | (3.4) |

где *R* - гидравлический радиус (в метрах): *V* - средняя скорость потока, м/с; *f* - безразмерный коэффициент (приводится в гидрологических таблицах, в зависимости от степени шероховатости водовода и числа Рейнольдса).

Дополнительные или местные потери в водоводе определяются из выражения:

|  |  |
| --- | --- |
| , м | (3.5) |

Значения коэффициента  приводятся в справочниках (потери на сгибах, сужениях и т.д.).

Для определения полного напора воды можно использовать множество разнообразных методов, самым простым из которых является метод «шланга трубы». Для использования этого метода требуются простой набор инструментов: шланг малого диаметра или другой гибкий трубопровод, и рулетка. Нужно растянуть имеющийся шланг или трубу вниз по руслу реки от точки предполагаемого водозабора и опустить его в воду. Подняв нижний конец шланга до уровня, пока из него не перестанет вытекать вода, нужно измерить вертикальное расстояние между концом шланга и поверхностью воды. Получим величину статического напора для участка водотока между верхним и нижним концом измерительного приспособления. Если длины шланга недостаточно для измерения полного перепада высот между предполагаемыми точками установки водозабора и турбины, процедуру можно повторить, и получить величину полного статического напора простым суммированием результатов измерений.

Для измерения расхода воды также существует несколько методов. Для небольших водотоков, при расходах до 5 л/сек, обычно применяют метод «ведра». Для использования этого метода необходимо запрудить водяной поток подручными средствами и направить его в емкость известного объема. При помощи секундомера нужно определить время, которое потребуется для заполнения емкости, и рассчитать расход воды в единицу времени. Для повышения достоверности полученных результатов процедуру измерения необходимо повторить несколько раз.

Для более крупных водотоков можно использовать метод «профильного сечения». Для определения расхода воды этим методом лучше всего подойдет участок реки с прямым руслом и максимально одинаковой глубиной и шириной. С помощью измерительного шеста и рулетки нужно построить и рассчитать профильное сечение потока в месте измерения. Затем при помощи тяжелого поплавка и секундомера определяется скорость потока. Простое перемножение полученных в результате измерений результатов: средней скорости водотока и площади его поперечного сечения позволит вам определить расход воды в единицу времени.

По полученным в результате измерений значениям напора и расхода воды по уравнению (кВт) можно предварительно рассчитать ожидаемую мощность проектируемой микроГЭС и выбрать по каталогам основное гидротехническое и электротехническое оборудование. *Q* – расход воды,  (мощность потока воды, протекающего через некоторое сечение – створ); η – КПД гидроэлектростанции. Для предварительных расчетов можно принять значение КПД в уравнении на уровне 50-60 *%* с учетом потерь энергии в водоводе, турбине и генераторе. При выполнении расчетов нужно учитывать, что малонапорные тихоходные водяные колеса гораздо менее эффективны, чем скоростные высоконапорные турбины. Общий КПД системы может варьироваться от 40 до 70 *%.* а в хорошо спроектированной станции величина КПД может достигать более 75 *%.*

### 3.17.2 Выбор места установки свободнопоточной микроГЭС

1. Площадка выбирается на участке русла с плоскопараллельным течением. При предварительном выборе следует ориентироваться на участок русла с прямолинейными берегами (на протяжении 0,5 – 1 км) при отсутствие водоворотных зон;
2. Скорости течения в поверхностном слое должны находиться в диапазоне *V*оп =1,1 – 2,2 м/с (в зависимости от мощности свободнопоточной микроГЭС). Ориентировка на поверхностные скорости сделана по тому, что их при предварительном выборе можно определить с берега с помощью деревянных поплавков и секундомера. Скорости в придонном слое потока толщиною 2 м – не менее 1,3 – 1,8 м/с;
3. Расстояние площадки от берегового уреза воды для удобства должно быть минимальным. Однако оно определяется выполнением следующих условий:
4. Непосредственная площадка энергоблока (4х4 м и более, в зависимости от мощности свободнопоточной микроГЭС) должна быть горизонтальной, отклонения от горизонтальности не должны превышать 5 – 7 градусов:
5. Глубина потока в реке над площадкой – не менее 1,5м (и не более 4,5 – 5 м);
6. Если поверхностная скорость потока над площадкой *V*оп не будет превышать 2м/с, то уже при предварительном выборе площадки следует выполнить измерения скорости в придонном слое потока толщиною 2 м.
7. Окончательный выбор площадки производится по результатам подводного обследования намеченного участка реки;
8. Если измерения эпюры скорости по глубине потока ранее не производились, они выполняются до водолазных обследований.

При водолазном обследовании выполняются:

1. Общее описание площадки: зарисовки продольных и поперечных профилей дна реки на участке дна 10х20 м (20 м – по течению); определяется из какого грунта сложено дно русла – обнаженные скальные породы, либо сверху имеются аллювиальные несвязные отложения (песчано–галечные, др.). Определяется толщина и крупность этих отложений. Уточняются отклонения от горизонтальности поверхности дна.
2. Для обеспечения надёжного сцепления фундаментной плиты эн/блока и устойчивости блока (против сдвига) при работе турбины требуется, чтобы дно русла имело достаточный слой (до 30 см и более) песчано-галечного грунта, поверхность площадки должна быть достаточно плоской. По этой причине, при необходимости выполняются работы по планировке и выравниванию площадки под фундаментной плитой размерами 5х4 м.
3. По верховой границе площадки (в поперечном створе) устанавливаются 2 буйка-поплавка с расстоянием поперек потока 5,5-6 м. Длина крепежного троса буйков должна лишь не много (на 1-1,5 м) превосходить глубину потока над площадкой. Позднее, ориентируясь на эти буйки, производится погружение блока в воду. После установки блока буйки убираются.
4. На расстоянии около 25 м от верхней границы площадки (на этом участке позднее должно разместиться плавсредство, на котором будет доставлен энергоблок и с которого будет осуществляться установка блока) и по продольной оси площадки устанавливается опорный буй-поплавок. Этот буй остается на месте на весь период нахождения энергоблока в русле реки. Установка его может быть выполнена и после установки самого блока.
5. Габаритные размеры блока составляют: в плане 4х3 м, высота – на 0,5 м более глубины потока над площадкой. Вес блока на воздухе около 6,5 тн, после погружения в воду сила тяжести блока уменьшится на 2,5 тн. Перед погружением блока на его фундаментной плите собирается «сигнальный каркас», из деталей, доставленных вместе с блоком.
6. Сила (суммарная) воздействия потока на фундаментную плиту блока после погружения её в воду составит около 400 кг, это воздействие неравномерно по ширине блока. Поэтому блок при погружении под воду должен удерживаться и стабилизироваться над площадкой тремя оттяжками. Две из низ заводятся на плавсредство, с которого производится его погружение, эти оттяжки закрепляются к по боковым торцам фундаментной плиты. Усилия в этих оттяжках могут составлять до 200 кг. При опускании блока на глубину потребуется «стравливание» этих оттяжек при наличии значительных в них усилиях. Поэтому, для обеспечения управления положением блока при его опускании на дно и придания блоку требуемого положения на дне – поперек оси течения, эти оттяжки должны быть заведены на достаточно маневренные лебедки на плавсредстве. Третья оттяжка (усилия в ней ожидаются не значительными, не более 50-70 кг) выводится на берег, с её помощью может быть скорректировано положение блока перед непосредственной постановкой на дно русла.
7. После постановки блока на дно реки выполняются следующие операции: по мерным стойкам контрольного каркаса, заказчиком определяется положение блока, а водолазами осматривается и фиксируется примыкание фундаментной плиты по её периметру к грунту дна. После обсуждения и принятия решения Заказчиком, решается вопрос либо о снятии стропов с блока, либо о выполнении каких-либо дополнительных мероприятий. Например, переустановке блока, либо утрамбовке его фундаментной плиты (например, вибратором с усилиями порядка 100-200 кг). По эффективности проводимых мероприятий решение принимает Заказчик.
8. Силовой кабель от энергоблока перед погружением блока укладывается и раскрепляется в бухте на фундаментной плите, после принятия решения об окончательной установке блока, водолазами кабель прокладывается в канавке русла реки к берегу, выход кабеля на берег стабилизируется в соответствиями с местными условиями.
9. Для проведения испытаний энергоблока на берегу устанавливается будка любого типа, площадью около 8-10 м. кв., с электрообогревом. Будка должна быть оборудована стеллажами (столами) и 5-6-ю розетками на 220 В. Продолжительность испытаний – порядка 2-3 недель.

Для проведения испытаний свободнопоточной микроГЭС, её устанавливают на площадку для испытаний, при этом необходимо:

1. Сборка, регулировки, проверка вращения свободнопоточной микроГЭС;
2. Фотографирование свободнопоточной микроГЭС и отдельных этапов;
3. Организация видеосъемки всех этапов испытаний;
4. Строповка свободнопоточной микроГЭС и пробный подъем на 30 см;
5. Перегрузка свободнопоточной микроГЭС с причала на понтон;
6. Подготовка к опусканию свободнопоточной микроГЭС с креплением такелажа к плавкрану и лебедкам на понтоне;
7. Опускание свободнопоточной микроГЭС на грунт.

### 3.17.3 Стоимость строительно-монтажных работ по установке микроГЭС

Стоимость строительно-монтажных работ зависит от мощности и типа микроГЭС (свободнопоточные или низконапорные).

Аренда грузового автомобиля для перевозки генератора, турбины и строительных материалов для их установки: от 500 до 1400 рублей за час, в зависимости от грузоподъемности автомобиля.

Аренда «Воровайк» для перевозки свободнопоточной микроГЭС или перевозки материалов: 1000-1500 рублей за час в зависимости от грузоподъемности автомобиля.

Аренда автокрана для монтажа микроГЭС и выгрузки материалов с грузового автомобиля: 1300-5700 за час в зависимости от его грузоподъемности.

Аренда экскаватора для возведения плотины (низконапорные микроГЭС или подготовки дна реки для установки свободнопоточной микроГЭС): 1300-2000 за час в зависимости от объема ковша.

Аренда рабочих для монтажа микроГЭС: 180-200 рублей за час. Зависит от объема производимых строительно-монтажных работ.

Аренда плавкрана для установки микроГЭС и выполнения строительно-монтажных работ: 5000 рублей за час.

Аренда аквалангистов для предварительного осмотра дна реки перед установкой микроГЭС: 1000-1500 рублей за час.

Для перевозки свободнопоточной микроГЭС мощностью до 5 кВт достаточно автомобиля типа «Воровайка». Для мощности более 5 кВт необходим грузовой автомобиль с прицепом длиной не менее 5 метров. Если свободнопоточная микроГЭС устанавливается вблизи берега, то в этом случае достаточно использование автокрана. Если установка проводится на расстоянии 20 метров и более от берега, то установка проводится с плавкрана. Для монтажа микроГЭС достаточно 4-5 рабочих. При необходимости используются услуги водолазов для оценки возможности установки микроГЭС на дно реки.

Разгрузка свободнопоточной микроГЭС занимает 1-2 часа. Сборка на месте 2-4 часа. Установка на дно реки: 2-3 часа.

Для строительно-монтажных работ низконапорной микроГЭС необходим 1-2 автомобиля с прицепом. Основные сложности состоят в возведение плотины и зависят от типа почвы, её высоты и ширины. Желательно перед монтажными работами подготовить рабочую зону, с которой будет вестись установка генератора и турбины. Время монтажных работ будет зависеть от погодных условий; типа и количества строительного и рабочего транспорта; территории, на которой ведутся монтажные работы; объема, проводимых работ (высота и ширина плотины).

|  |
| --- |
| http://www.energosovet.ru/stat/energostsovnast_1.files/image001.gif |
| Рисунок 3.55 - Зависимость срока окупаемости |

Рисунок 3.55 отображает зависимость срока окупаемости (Т ок.) для автономных электроустановок от числа часов использования установленной мощности в год и удельных капитальных затрат при стоимости топлива в регионе - 300 долл/т.у.т., норме издержек - 1% от капитальных вложений, удельном расходе условного топлива - 380 г.у.т./кВт·ч (среднее значение для автономных энергосистем на базе дизельных электростанций)

Отечественное оборудование дешевле импортного в полтора и более раз. Например, удельная стоимость 1 кВт установленной мощности в России для малых гидростанций (ГЭС) составляет в среднем 1000долл., а на микроГЭС, работающих изолированно, - 500 долл., тогда как в Европе удельная стоимость доходит до 5000 долл. Стоимость электроэнергии от ВИЭ по многим видам электростанций находится на уровне традиционной энергетики. Срок окупаемости вложений в энергетике в среднем составляет 10 до 20 лет. Кроме того, теплостанция строится 6-8 лет, крупная гидростанция - 10-12 лет. По результатам расчётов срок окупаемости различных проектов на ВИЭ в России составляет от 3 до 15 лет. Расчёты, проведенные для различных сочетаний факторов, влияющих на срок окупаемости объектов возобновляемой энергетики, показывают следующее. В централизованных энергосистемах приемлемый срок окупаемости до 15 лет имеет место при удельных капитальных вложениях 1000 дол./кВт и числе часов использования установленной мощности 2200 и более в год. Для автономных энергосистем эти величины составляют соответственно, 600 дол./кВт и 3000 и более часов в год, срок окупаемости до 5 лет. Этим критериям соответствуют практически все виды оборудования для МГЭС.

## 3.18 Возможности организации производства ВИЭ на промышленных предприятиях Красноярского края

В процессе выполнения исследовательской работы были направлены запросы компаниям, производящим энергоблоки для малых и микроГЭС, специализирующимся на поставке производстве, поставке, монтаже и наладке объектов альтернативной гидроэнергетики из Европы, Азии, Америки. Ни одна из запрошенных компаний не выразила желания адаптировать поставляемое оборудование к суровым климатическим условиям Сибири и Крайнего севера.

Такое поведение компаний-производителей объясняется двумя основными причинами:

1. суровые климатические условия Сибири (низкие температуры, тяжелые ледовые условия) приведут к значительным финансовым затратам на проектно-исследовательские работы по модернизации ВИЭ и увеличат стоимость энергоустановок, снизив их конкурентоспособность;
2. весьма проблематичен значительный оплаченный спрос какими-либо категориями потребителей миниГЭС и микроГЭС на этих территориях.

Таким образом, рассчитывать на оперативное и плодотворное сотрудничество с зарубежными компаниями-производителями гидроагрегатов для ВИЭ, в ближайшее время не приходится.

В то же время, расположение Красноярска может представлять определенный интерес для производителей ВИЭ по следующим причинам:

1. Красноярск имеет развитую производственную инфраструктуру, на территории края имеются высокотехнологичные машиностроительные предприятия, располагающие современным промышленным оборудованием и квалифицированными кадрами инженеров и рабочих;
2. город имеет достаточное количество научных кадров и ВУЗов, в том числе Сибирский федеральный университет, для обеспечения развития новых высокоэффективных производств;
3. развита транспортная инфраструктура города Красноярска, включающая в себя железнодорожную магистраль, крупный речной порт, автомагистраль и аэропорт позволит организовать взаимодействие с поставщиками сырья, а также наладить поставку готового оборудования в любые, в том числе самые отдаленные точки России;
4. географически Красноярск занимает выгодное центральное положение, приближенное к потребителям малой гидроэнергетики Сибири и Дальнего Востока.

Основной вариант развития производства малой гидроэнергетики - использование существующих машиностроительных предприятий города и края. Ряд предприятий г. Красноярска и края имеют возможность выступать субподрядчиками по изготовлению отельных элементов ВИЭ. Ряд предприятий города способен адаптироваться к выпуску такой продукции, поскольку имеет все необходимые для этого предпосылки:

1. опыт производства мехатронных изделий высокой сложности;
2. большие и слабо используемые производственные площади;
3. комплекс промышленного оборудования, позволяющего изготавливать машины необходимых габаритов с высокой точностью (до микрон) и производительностью;
4. коллективы квалифицированных специалистов-производственников.

Факторами, существенно облегчающими освоение новой техники – энергоблоков для малых ГЭС, являются: наличие на машиностроительных предприятиях города в значительных количествах высокопроизводительного и высокоточного универсального механообрабатывающего оборудования: токарных, фрезерных, токарно-фрезерных обрабатывающих центров с ЧПУ нового поколения; использование в конструкторско-технологической подготовке производства электронного документооборота 3D-моделей, электронных чертежей, электронных технологических процессов и управляющих программ для стоек ЧПУ обрабатывающего оборудования.

К числу таких предприятий – потенциальных производителей средств ВИЭ можно отнести:

1. ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнёва» для производства средств компьютерного управления ВИЭ;
2. ОАО «Красноярский машиностроительный завод», для производства турбин, несущих систем, подшипниковых узлов и других конструкций;
3. ОАО «НПП» Радиосвязь» для производства электрогенераторов, лопастных систем, турбин.

Реальность организации промышленного производства малых ГЭС промышленными предприятиями Красноярского края подтверждается изготовлением 7 образцов микроГЭС мощностью от 1 кВт до 10 кВт на двух из трех вышеперечисленных машиностроительных предприятиях в 2005-2012 годах.

Также рассматривалась возможность химической промышленности ОАО «Красноярский машиностроительный завод» в вопросах производства лопастей и рабочих жидкостей.

Сибирский федеральный университет в данном проекте может участвовать при проведении исследований работоспособности агрегатов и их отдельных узлов в географических и климатических условиях Красноярского края. По результатам исследований могут быть внедрены инновационные технологические решения, повышающие надежность и эффективность оборудования.

Сценарий развития производства оборудования гидроэнергетических установок будет выбран в зависимости от спроса на ВИЭ как на территории России, так и в Красноярском крае в частности.

## Заключение к разделу

* + - 1. В ходе анализа было рассмотрено и изучено более 80 мировых производителей оборудования и систем МГЭС, и из них были выбраны наиболее перспективные компании, основываясь на актуальности предоставляемой ими информации, активности и готовности вести деловую переписку и переговоры.
      2. Проведенный анализ мировых производителей в сфере микрогидроэнергетики выявил, что на данный момент данная отрасль развита очень слабо и представлена только несколькими компаниями, которые занимаются крупномасштабной разработкой и поставкой оборудования, его установкой и подключением. Все потенциальные претенденты на партнерство в поставках и производстве МГЭС в России, выпускают, и имеют опыт интеграции, только МГЭС использующих потенциальную энергию. Промышленных производств свободнопоточных МГЭС на данный момент не существует. Данные проекты находятся в стадиях отработки и тестирования.
      3. Наибольший спрос на деривационные МГЭС различных конфигураций наблюдается в некоторых странах Европы, Юго-Восточной Азии, Америке, Африке и Латинской Америке. В местах, где есть потенциал использования данных технологий, для обеспечения электроэнергией небольших домов, ферм, небольших населенных пунктов.
      4. Пока никто из производителей и разработчиков малых ГЭС не готов, на данный момент, переориентировать свои разработки для адаптации к использованию в климатических условиях Красноярского края.
      5. Стоимость строительства малых ГЭС составляет в среднем от 500 до 2000 $ за один кВт установленной мощности со сроком окупаемости от 2 до 12 лет в зависимости от конкретных условий. Гидрологические и морфометрические характеристики горных территорий страны, например, Северного Кавказа, допускают использование всех типов выпускаемых в России и странах СНГ микро ГЭС и оборудования для малых ГЭС.
      6. Реальность организации промышленного производства малых ГЭС промышленными предприятиями Красноярского края подтверждается изготовлением 7 образцов микроГЭС мощностью от 1 кВт до 10 кВт на двух из трех вышеперечисленных машиностроительных предприятиях в 2005-2012 годах

# 4 МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ГЭУ

## Разработка вариантов состава мини- и микроГЭС

### Разработка состава оборудования для миниГЭС мощностью более 100 кВт

а) Японская компания «Toshiba», специализирующаяся на производстве как различных бытовых приборов и компьютерной техники, так и на промышленных приборах преобразования частоты и осветительной техники, разработала серию пропеллерных мини-гидроэлектростанций под названием «Hydro-eKIDS» номинальной мощностью от 5 кВт до 2000кВт, в зависимости от параметров потока и установки. На рисунке 4.1 представлена максимальная конфигурация – «Type L» этой электростанции.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.1 – МиниГЭС «Toshiba Type L» |

б) Британская компания «Derwent Hydro» (Рисунок 4.2) специализируется исключительно на миниГЭС мощностью до 1000 кВт, решая при этом все вопросы, связанные с проектированием, изготовлением, лицензированием и подключением.

|  |
| --- |
| Гидроагрегат для мини ГЭС guacamayas, Колумбия, 80 кВт |
| Рисунок 4.2 – МиниГЭС «Derwent Hydro» мощностью 150 кВт. |

Однако необходимо отметить, что зарубежные компании, рассмотренные выше, не имеют своих представительств в России, а их оборудование не адаптировано к суровым климатическим условиям России. При переписке с их представительствами в других страна, пока не выражена готовность компании адаптировать производимое оборудование к нашим климатическим условиям.

в) Российская компания «ИНСЭТ» разработала и производит типоразмерный ряд энергоблоков мощностью от 4 до 1600 кВт (рисунок 4.3), решая все вопросы, связанные с проектированием, изготовлением, лицензированием и подключением мини- и микроГЭС, как в России, так и за рубежом.

|  |
| --- |
| Агрегаты ГА-8 |
| Рисунок 4.3 – МиниГЭС «ИНСЭТ» мощностью 500 кВт. |

Компанией «ИНСЭТ» реализованы проекты, как для Европейской части РФ, так и на Кавказе и за Уралом.

В состав миниГЭС мощностью более 100 кВт входит гидротурбина (см. рисунок 4.4), установленная в теле плотины гидротурбина с гидротехническими сооружениями для подачи воды к турбине.

|  |
| --- |
| Welcome4 |
| Рисунок 4.4 – Турбина «MicroCross Derwent Hydro». |

Турбина помещается в бетонном канале в теле плотины (см. рисунок 4.5); электрогенератор; устройства управления и автоматики, управляющие режимами работы миниГЭС монтирующиеся в специальном помещении; плотина оборудуется заслонками-дозаторами; системами очистки воды от мусора; водосбросными сооружениями.

Как правило, этот состав оборудования и сооружений постоянен для миниГЭС плотинного типа такой мощности.

|  |
| --- |
| 1000x1000_fitbox-longb_des_2v2.jpeg |
| Рисунок 4.5 – Разрез по плотине миниГЭС «Derwent Hydro» мощностью 500 кВт. |

### 4.1.2 Разработка состава оборудования для микроГЭС мощностью до 100 кВт

МикроГЭС мощностью до 100 кВт, как правило, реализуют в плотинном или деривационном варианте. При этом используется тот же состав оборудования, тех же компаний, что и рассмотренные выше. Так, компания «Toshiba» поставляет энергоблок типоразмера «Type М» (рисунок 4.6) на мощности до 100 кВт.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.6 – МикроГЭС «Type M» |

Аналогичные решения есть и у компании «Derwent Hydro» и у «ИНСЭТ».

### 4.1.3 Разработка состава оборудования для микроГЭС мощностью до 50 кВт

МикроГЭС мощностью до 50 кВт реализуют как в плотинном, так и в деривационном варианте. При этом используется тот же состав оборудования тех же производителей (рисунок 4.7).

|  |
| --- |
| http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Рисунок 4.7 – МикроГЭС «ИНСЭТ» мощностью 50 кВт. |

### 4.1.4 Разработка состава оборудования для свободнопоточных микроГЭС

Свободнопоточные микроГЭС, использующие преимущественно кинетическую энергию свободного потока, производят, как правило, мощностью до 20 кВт. За рубежом это немецкая компания «Smart Hydro Power» (смотри рисунок 4.8).

|  |
| --- |
| D:\Plotina\Безымянный.png |
| Рисунок 4.8 – Свободнопоточная микроГЭС «Smart Hydro Power» мощностью 5 кВт. |

## 4.2. Оценка экономической эффективности различных типов малых ГЭС

Основными гидротехническими сооружениями являются плотины, водопропускные и водосбросные сооружения, здания гидроэлектростанций, и т.д.

Совокупность взаимосвязанных гидротехнических сооружений называется гидроузлом. При энергетическом использовании водных ресурсов на реке строят энергетический гидроузел, в состав которого входят: плотина, гидроэлектростанция, водохранилище и водосбросные сооружения или каскад гидроузлов с упомянутыми сооружениями. Гидроузел вместе в водохранилищем, зданиями и помещениями управления, вспомогательными сооружениями называют водохозяйственным объектом.

Основными производственными и экономическими характеристиками объектов являются: производственная мощность, количество производимой продукции и ее себестоимость. Для гидроэлектростанций – это установленная мощность (кВт); среднегодовая выработка электроэнергии, кВт∙ч; себестоимость электроэнергии (руб/кВт∙ч).

Для гидротехнического и водохозяйственного строительства используют следующие экономические показатели:

1. К– капитальные вложения, т.е. полная стоимость строительно-монтажных работ по возведению сооружения, объекта или комплекса, включая стоимость всего технологического оборудования (руб.). Существуют понятия о величине капитальных вложений по годам строительства, отдельным видам работ и т.д.;
2. Основные производственные фонды действующего предприятия или объекта, представляющие полную балансовую стоимость сооружения и оборудования (руб.);
3. Пр– ежегодно производимая продукция (кВт∙ч);
4. *к*уд *–* удельные капиталовложения. Определяются отношением капиталовложений к установленной мощности или производимой продукции, т.е. представляют капиталовложения, приходящиеся на единицу мощности или продукции. *кN* =*К/N* – удельные капиталовложения в сооружение или комплекс сооружений. Широко используются также *к*э*=*К*/*Э*∙*100, где Э –среднегодовая выработка энергии;
5. И – ежегодные расходы (издержки) по эксплуатации отдельного объекта или всего комплекса. Складываются из прямых эксплуатационных расходов (заработной платы персоналу, стоимости сырья, материалов, текущего ремонта и т.д.) и отчислений на амортизацию (реновацию, т.е. на полное восстановление сооружений и оборудования и на капитальный ремонт), руб./год. Ежегодные издержки равны себестоимости *С* годового выпуска продукции;
6. С – себестоимость годового выпуска продукции, руб/год;
7. с– себестоимость производства единицы продукции. Определяется отношением полных ежегодных расходов (издержек, включая отчисления на амортизацию) к производимой продукции (для энергетики – к выработке электроэнергии). На ГЭС ежегодные издержки практически одинаковы, а выработка электроэнергии изменяется в зависимости от водности года, соответственно изменяется и себестоимость электроэнергии: в многоводные годы она ниже, а в маловодные – выше среднемноголетней;
8. Ц–стоимость годового выпуска продукции, производимой водохозяйственным комплексом, в оптовых ценах предприятия, руб/год.

Важнейшей характеристикой строящегося объекта является экономическая эффективность капитальных вложений. Она определяется экономией ежегодных издержек (снижением себестоимости продукции), или прибылью, получаемой от реализации продукции.

### 4.2.1 Оценка капитальных вложений в деривационную ГЭС

Сумма капитальных вложений деривационной ГЭС складывается из множества слагаемых, таких как стоимость: гидроблока, электрогенератора и системы управления ГЭС, деривационного канала, и т.д.

Если представить что суммарные капитальные вложения зависят от показателей, то их можно вычислить по формуле (4.1).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.1) |

где *v(i)* – количественное значение *i-*ого показателя , *p(i, a(i))* – удельная стоимость *i*-ого показателя, *a(i)* – значение аргумента, влияющего на стоимость *i-*ого показателя.

Производители гидроагрегатов предоставляют информацию об их стоимости в зависимости от мощности, номинального напора, и номинального расхода.

Таблица 4.1 Стоимость 1 кВт установленной мощности по данным каталога ИНСЭТ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диапазоны | | | Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от типа агрегата, тыс. руб. | | | Примечание |
| мощностей, кВт | напоров, м | расходов, м3/с | пропеллерный | радиально-осевой | ковшовый |  |
| до 100 | 2,5 - 150 | 0,1 - 5,5 | 70,0 - 40,0 | - | 36,0 | - |
| 200 - 500 | 7,5 - 400 | 0,17 - 7,0 | 36,0 - 19,0 | 27,0 - 14,5 | 27,0 - 14,5 | - |
| 600 - 1000 | 10 - 450 | 0,3 - 8,5 | 18,0 - 15,0 | 14,0 - 10,0 | 14,0 - 9,0 | - |
| 1000 - 3000 | 12 - 450 | 0,9 - 10,0 | 15,0 - 12,0 | 9,0 - 7,0 | 9,0 | до 1600 кВт для пропеллерных агрегатов |

Для описания стоимости 1 кВт установленной мощности для гидроблока воспользуемся двумерной линейной интерполяцией табличных данных.

В зависимости от напора и расхода получим изолинии стоимости гидроагрегата и его мощности (рисунки 4.9, 4.10).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.9 – Изолинии стоимости гидроагрегата (млн.руб.) |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.10 –Изолинии мощности гидроагрегата (кВт) |

Аналогичным образом выполняется интерполяция цен прочих комплектующих, таких как гидравлические задвижки, водозаборные устройства, водопроводные трубы, системы управления и т.д.

На следующей стадии расчетов выполняется выбор места установки, определяется номинальный расход и напор гидроагрегата и рассчитывается стоимость комплектующих.

## 4.3 Модель и методика эффективного применения вариантов малых ГЭС

### 4.3.1 Критерии эффективного применения микроГЭС

С помощью микрогидроэлектростанций (до 200 кВт) и малых (до 5 МВт) ГЭС можно обеспечить электроэнергией население отдаленных и горных районов, а также фермерские хозяйства. Это значительно дешевле и выгоднее, чем строительство линий электропередач или эксплуатация дизельных установок.

Исходными данными для проектирования деривационной микро ГЭС являются: характеристика потребителя; график изменения потребляемой мощности в течение года, по месяцам, в течение суток; перспективный рост потребляемой мощности. При обработке данных, описывающих динамику потребления, рассчитывается максимальное потребное значение мощности электростанции по формуле (4.2), характеристика реки, изменение расхода по годам, в течение года, по месяцам, в течение суток, уклон реки.

Мощность гидроэлектростанции зависит от параметров водного потока реки, характеристик станции, и ее энергоустановок:

|  |  |
| --- | --- |
| *,* | (4.2) |

где *N*ГЭС – установленная мощность гидроэлектростанции; *n*эу – количество энергоустановок; ρ – плотность воды; *g* – ускорение свободного падения; *Q*р – расчетный расход реки; *K*Q – коэффициент расхода (отношение расхода воды *Q*, проходящего через ГЭС, к расчетному расходу реки *Q*р), для плотинной ГЭС коэффициент расхода равен единице, а для деривационной значительно меньше единицы; *H* – полезный напор (напор нетто); ηэу – КПД энергоустановки.

Значения расхода и напора не являются постоянными и непрерывно меняются в течение года и из года в год. Поэтому и мощность станции не является постоянной, а изменяется с течением времени. Большие колебания совершает расход воды.

При проектировании ГЭС для определения размеров гидротехнических сооружений и машинного оборудования выбирают значение установленной мощности гидростанции.

При определении установленной мощности гидростанции за расчетный расход обычно принимают расход больший, чем минимальный расход воды в реке, но меньший чем расход во время паводка.

Увеличение расхода по сравнению с минимальным дает возможность для некоторых типов ГЭС увеличить установленную мощность и выработать большее количество энергии в период многоводья.

Если принять расчетный расход равным расходу поводка, то установленная мощность гидростанции получится слишком большой, и станция будет выдавать номинальную мощность малый период времени (гидроагрегаты не загружены при номинальном расходе).

Выбор установленной мощности гидростанции является одним из основных вопросов проектирования и решается для каждой гидростанции отдельно в соответствии с режимом расходов используемой реки и режимом потребления электроэнергии.

Если значение установленной мощности ГЭС и расчетный расход реки определены, то следующим этапом будет выбор энергоагрегата.

В зависимости от требуемой мощности и расхода реки возможны множества решений, реализующих выработку требуемого объема электроэнергии, что достигается за счет вариации типов и количества устанавливаемых энергоагрегатов. Выбор оптимального количества энергоагрегатов и их типов можно свести к решению задачи оптимизации. В качестве критериев оптимизации применяются различные показатели, характеризующие эффективность технического решения. Создаваемый объект новой техники или принятое новое техническое решение сравнивают с некоторым заранее определенным (так называемым базовым) объектом существующей техники или базовым техническим решением.

Экономическим показателем, на основании которого делается вывод о целесообразности внедрения новой техники, является так называемый годовой экономический эффект. Под годовым экономическим эффектом понимается приведенная к расчетному году суммарная экономия всех производственных ресурсов (трудозатрат, материалов, капиталовложений), получаемая народным хозяйством от производства, внедрения в народное хозяйство и эксплуатацию в течение всего срока службы стольких единиц новой техники, сколько планируется к выпуску или выпускается в расчетном году, по сравнению с затратами на такое количество базовой техники, которое обеспечивает тот же объем выпуска основной продукции.

Параметры гидроэлектростанции определяются природными условиями, так что оборудование ГЭС в каждом случае проектируется на свое индивидуальное сочетание напора и расхода. В связи с этим в гидромашиностроении базовый вариант выбирают в два этапа: сначала подбирают исходную турбину, спроектированную на напор, близкий к тому, который имеет сравниваемое изделие, а затем параметры (размеры, массу, КПД, и т.д.) этой исходной турбины пересчитывают на мощность и напор сравниваемой турбины.

В результате получается условная гидромашина, которая может работать при том же напоре, что и вновь спроектированное изделие, и развивать одинаковую с ним мощность, но будет отличаться от вновь спроектированной гидромашины другими характеристиками (КПД, размерами, массой, стоимость, величиной заглубления и т.п.), поскольку в проточную часть и конструкцию этой условной гидромашины заложены концепции ранее созданных машин, а не новейшие достижения техники, которые, как предполагается, должны быть заложены в новое изделие. Указанную условную гидромашину и принимают за базовый вариант для сравнения с вновь проектируемой турбиной.

Задача технико-экономического расчета в этих условиях сводится к оценке в денежном выражении различия базового и сопоставляемого вариантов по совокупности показателей: КПД, массе, трудоемкости, заглублению, надежности и другим.

Определение годового экономического эффекта основано на сопоставлении приведенных затрат по базовой и новой технике. Приведенные затраты как у изготовителя, так и у потребителя новой техники определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.3) |

где *С* – себестоимость единицы продукции; *К* – удельные (на данную единицу продукции) капиталовложения в производственные фонды; Eн ­– нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Коэффициент указывает, какая доля капиталовложений должна окупиться в народном хозяйстве в течение одного года (величина обратная коэффициенту эффективности, называется сроком окупаемости).

В тех случаях, когда капиталовложения осуществляются в течение ряда лет, они приводятся к одному моменту времени (например, к началу расчетного года использования новой техники) по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.4) |

где Кприв – капиталовложения за соответствующий год, приведенные к началу расчетного года использованной техники; Е=0,1 – норматив приведения; *t –* период замораживания капиталовложений, лет (для затрат, осуществляемых после начала расчетного года, величина *t* берется с отрицательным знаком).

Приведение к одному расчетному году (учет фактора времени) означает, что экономическая весомость затрат, произведенных в разные годы, различна и что рубль, вложенный в народное хозяйство некоторое время назад, сегодня имеет ценность больше своего номинала, а рубль который будет вложен через некоторое время – значительно меньше.

Суммарные приведенные затраты (капиталовложения) находят по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.5) |

Для обеспечения адекватного подхода к оценке экономической эффективности новой техники рекомендуется использовать в расчетах единый по стране оптимальный нормативный коэффициент экономической эффективности

Ен = 0.15.

В тех случаях, когда объектом новой техники являются новый технологический процесс, новое технологическое оборудование, механизация и автоматизация производства, новый способ организации труда на производстве без изменения характера продукции и ее параметров, годовой экономический эффект рассчитывают по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.6) |

Где З1, З2 – приведенные затраты на единицу продукции (работы), производимой с помощью базовой и новой техники соответственно; – расчетный годовой объем производства продукции (работы) с помощью новой техники в натуральных единицах.

В тех случаях, когда экономический эффект достигается вследствие производства и использования новых видов энергетического оборудования долговременного применения (со сроком службы более одного года) с улучшенными характеристиками (производительность, долговечность, издержки на производство), годовой экономический эффект рассчитывают по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.7) |

где *B1, B2*– мощность или годовая производительность единицы соответственно базового и нового оборудования (изделия) в натуральных единицах; *P1, P2* – доли балансовой стоимости, ежегодно отчисляемые на полное восстановление базового и нового оборудования, %; *P’2* – коэффициент реновации новой техники с учетом ее морального износа (для гидроагрегатов всех типов с комплектующим и вспомогательным оборудованием принимают *P’2* = 0.1); *K’1, K’2*– сопутствующие капиталовложения у потребителя по базовому и новому вариантам без учета стоимости рассматриваемого оборудования (изделия); *И’1, И’2*– годовые эксплуатационные издержки потребителя при использовании им базового и нового оборудования (изделия) в расчете на объем продукции (например, на выработку электроэнергии), производимой с помощью нового оборудования.

Если фондоемкость единицы базового и нового оборудования (изделия) с достаточной достоверностью не может быть определена, то вместо приведенных затрат *З’1, З’2* следует понимать суммарную оптовую цену по оборудованию всего комплекса.

Затраты на монтаж оборудования и строительство комплекса должны, как и для отдельного изделия, учитываться в сопутствующих капиталовложениях, *K’1, K’2.* Применительно к гидросиловому оборудованию сюда входят изменяющиеся при переходе от варианта к варианту составляющие стоимости зданий, земляных работ, вспомогательного оборудования и пр.

Отношение *В2/В1* представляет собой коэффициент учета изменения производительности единицы нового оборудования по сравнению с базовым.

В расчете экономического эффекта производится приведение отчислений, *Р’1, Р’2,* по фактору времени к единому расчетному году.

Средние ежегодные отчисления на реновацию в зависимости от срока службы и нормативного коэффициента эффективности Ен рассчитывают по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.8) |

где Е = 0.1 – норматив приведения; tc – срок службы изделия новой техники.

Величина 1/(P + EH) представляет собой коэффициент суммирования приведенных к одному расчетному году ежегодных издержек и отчислений на реновацию за весь эффективный срок службы изделия с учетом фактора времени. Эту величину можно рассматривать как экономический показатель эффективного срока службы изделия, а отношение (P1 + EH)/(P2 + EH) – как коэффициент, учитывающий изменение срока службы нового изделия по сравнению с базовым.

Отношение ((И’1 – И’2) – ЕН(K’1 – K’2))/(Р’2 + ЕН) – экономия у потребителя на текущих издержках эксплуатации и отчислениях от сопутствующих капитальных вложений за весь эффективный срок службы нового изделия по сравнению с базовым с учетом фактора времени.

Поскольку основную долю потенциальных потребителей микроГЭС составляют индивидуальные пользователи, лишенные возможности подключения к централизованным сетям электроснабжения, а для этой категории потребителей решающим является фактор стоимости 1 кВт установленной мощности, то наиболее логичным из множества критериев оптимизации, представляется критерий минимума себестоимости 1 кВт установленной мощности микроГЭС.

Наиболее эффективное решение соответствует минимальному значению показателя стоимости 1 кВт устанавливаемой мощности:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.9) |

где, СкВт – стоимость 1 кВт устанавливаемой мощности; СΣ – суммарные капиталовложения, затраченные на изготовление, доставку и установку микроГЭС; NГЭС – суммарная мощность микроГЭС.

Суммарные капиталовложения можно описать в виде конечной суммы произведений стоимостных показателей на весовые коэффициенты []:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.10) |

где *p* – номер соответствующего показателя; *n* – количество показателей, характеризующих стоимость микроГЭС; -удельная стоимость *p-ого* показателя; qp – весовой коэффициент *p-ого* показателя.

Рассмотренная методика, заключающаяся в минимизации стоимости 1 кВт установленной мощности, может быть использована для оценки эффективности применения различных вариантов микроГЭС.

### 4.3.2 Модель и методика эффективного применения деривационной ГЭС

Стоимость деривационной микроГЭС в основном связана со стоимостью устанавливаемых гидроагрегатов и стоимостью деривации. В этом случае согласно формуле (4.10), стоимость деривационной микроГЭС можно описать следующим образом:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.11) |

Где c1 – стоимость 1 кВт мощности энергоблока; q1 – количество киловатт устанавливаемой мощности; c2 – стоимость 1 метра трубопровода; q2 – длина трубопровода в метрах, cL – суммарная стоимость деривации.

Производителями предоставляются типоразмерные ряды энергетических агрегатов на различные условия их работы, следовательно, стоимость 1 кВт мощности энергоблока можно описать в виде функции от аргумента q1:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.12) |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.11 – Функции стоимости энергоагрегатов различной мощности |

Из рисунка видно, что требуемому значению мощности может соответствовать множество решений, из которого необходимо выбрать оптимальное.

Стоимость трубопровода c2, зависит от его диаметра, а также от материала трубопровода. Для деривационной ГЭС мощностью 10 кВт зависимость стоимости трубопровода от его диаметра приведена на рисунке 4.12.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.12 – Функции стоимости трубопровода для деривационной ГЭС мощностью 10 кВт (сплошная кривая­ – полиэтиленовая труба, пунктирная кривая – стальная труба) |

В свою очередь, длина трубопровода q2 зависит от полезного напора, среднего уклона местности и расхода (через потери напора).

В формуле мощности (4.6) фиксированными остаются ρ, g, Qp. Варьируемыми параметрами являются: количество энергоагрегатов nэу, коэффициент отбора расхода KQ, КПД ГЭС ηэу, и напор *H*, зависящий от выбранного энергоагрегата.

При небольшой установленной мощности ГЭС машинное оборудование можно выбрать из серийно выпускаемого промышленностью. Для установленной мощности ГЭС до 100 кВт в России изготавливаются МикроГЭС с пропеллерными рабочими колесами на напор до 18 м и расход до 1,2 м3/с. Характеристики МикроГЭС ЗАО "МНТО ИНСЭТ" приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики МикроГЭС ЗАО "МНТО ИНСЭТ"

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Тип МикроГЭС | | | | | |
| МикроГЭС 10Пр | | МикроГЭС 15Пр | МикроГЭС 50Пр | | МикроГЭС 100Пр |
| Мощность, кВт | 0,6-4,0 | 2,2-10,0 | 3,5-15,0 | 10,0-30,0 | 10,0-50,0 | 40,0-100,0 |
| Напор, м | 2,0-4,5 | 4,5-10,0 | 4,5-12,0 | 2,0-6,0 | 4,0-10,0 | 6,0-18,0 |
| Расход,м3/с | 0,07-0,14 | 0,10-0,21 | 0,10-0,30 | 0,3-0,8 | 0,4-0,9 | 0,5-1,2 |
| Частота вращения, мин-1 | 1000 | 1500 | 1500 | 600 | 750 | 1000 |
| Номинальное напряжение, В | 230 | | 400 | 230, 400 | | 230, 400 |
| Номинальная частота тока, Гц | 50 | | 50 | 50 | | 50 |

Для работы микроГЭС обязательным условием является наличие напора (разницы уровней) воды (рисунок 4.13).

Напор может быть получен за счет разницы отметок уровней воды между:

1. двумя реками;
2. озером и рекой;
3. на одной реке, за счет спрямления излучины.

Получение напора возможно также при сооружении плотины.

На рисунке 4.13 показана установка микроГЭС по плотинно-деривационной схеме. Для создания напора на турбине вдоль реки, имеющей большой уклон и пороги, прокладывается деривационный трубопровод. Для увеличения напора отсыпана небольшая каменно-набросная плотина.

Трубопровод должен обеспечивать подвод воды к энергоблоку с минимальными потерями напора. Длина трубопровода определяется местными условиями.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.13 – Установка МикроГЭС по плотинно-деривационной схеме |

В комплектность поставки микроГЭС фирмой "ИНСЭТ" деривационный трубопровод не входит, и, следовательно, его стоимость не входит в стоимость поставляемой МикроГЭС. Но стоимость трубопровода может быть сопоставима со стоимостью остального оборудования микроГЭС, а в некоторых случаях и существенно превосходить его стоимость.

Стоимость деривационного трубопровода зависит от длины, диаметра и материала трубопровода, а также, от затрат на доставку, монтаж, эксплуатацию и др. Поэтому выбор параметров трубопровода является оптимизационной задачей. В качестве целевой функции можно использовать зависимость стоимости деривационного трубопровода от длины, диаметра и материала трубопровода, а также, от затрат на доставку, монтаж, эксплуатацию и др.

Задачу оптимизации можно сформулировать следующим образом: найти оптимальные значения диаметра и длины деривационного трубопровода при которых выполняется уравнение (4.9) и целевая функция достигает минимума:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.13) |

где *d* – диаметр трубопровода; *L* – длина трубопровода; *C*тр – стоимость трубопровода длиной *L* и диаметром *d*, изготовленного из данного материала с учетом доставки, монтажа и эксплуатации.

Связь между длиной, диаметром трубопровода и полезным напором можно найти из формулы для полезного напора *Н* и уравнения Бернулли [] записанного для сечений 0-0 и 1-1 и сечений 2-2 и 3-3 (рисунок 4.13)

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.14) |
| , | (4.15) |
| , | (4.15) |

Где z2 – высота центра сечения 2-2 (входной патрубок энергоблока); p2 – давление в центре сечения 2-2; α2 – коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению 2-2; *v2* – средняя скорость потока в сечении 2-2; z3 – высота центра сечения 3-3 (выходной патрубок энергоблока); – давление в центре сечения 3-3; α3 – коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению 3-3; v3 – средняя скорость потока в сечении 3-3; z0 – высота центра сечения 0-0; p0 – давление в центре сечения 0-0; α0 – коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению 0-0; v0 – средняя скорость потока в сечении 0-0; hw.0-2 – потери напора при движении воды на участке 0-2 (между сечениями 0-0 и 2-2) ; z4 – высота центра сечения 4-4; p4 – давление в центре сечения 4-4; α4 – коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению 4-4; v4 – средняя скорость потока в сечении 4-4; hw.3-4 – потери напора при движении воды на участке 3-4 (в отводящей трубе).

Заменим в формуле (1.11) полный напор в сечении 2-2 через полный напор в сечении 0-0, а полный напор в сечении 3-3 через полный напор в сечении 4-4, используя уравнения соответственно (4.15) и (4.16), в результате получим:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.17) |

При выбросе воды из отводящего канала (сечение 3-3) выше свободной поверхности реки давления в сечении 0-0 и 4-4 будут равны:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.18) |

Пренебрегая скоростными напорами в сечениях 0-0 и 4-4 и принимая во внимание соотношение (4.18), приведем уравнение (4.17) к виду:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.19) |

Высоту z0 можно выразить через высоту z1 ,а высоту z4 можно выразить через высоту z2:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.20) |
| , | (4.21) |

где ∆z0-1 – заглубление водозаборного устройства; ∆z2-4 – разность высот центров сечений 2-2 и 4-4;

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.22) |
| . | (4.23) |

С учетом соотношений (4.20)-(4.21) уравнение (4.19) примет вид:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.24) |

где ∆z1-2 – разность высот центров сечений 1-1 и 2-2, практически равна разности высот начального и конечного сечения трубопровода:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.25) |

Разность высот трубопровода ∆z1-2 можно выразить через длину *L* и средний уклон *i* трубопровода:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.26) |

Потери напора при движении воды на участке 0-2 (между сечениями 0-0 и 2-2) можно определить по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.27) |

Где hw.0-2 – потери напора на участке 0-2; ξвз – коэффициент сопротивления водозаборного устройства; λ – гидравлический коэффициент трения трубопровода; *L* – длина трубопровода; *d* – диаметр трубопровода; ξвз – коэффициент сопротивления задвижки; *Q* –расход воды, проходящей через трубопровод.

Режим течения воды в трубопроводе обычно турбулентный, и, следовательно, гидравлический коэффициент трения можно найти по формуле А. Д. Альтшуля:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.28) |

Где *k*э – абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубопровода; – число Рейнольдса.

Число Рейнольдса можно определить через расход:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.29) |

Где ν – кинематический коэффициент вязкости воды.

Потери напора при движении воды на участке 3-4 (в отводящей трубе) можно определить по формуле для местных сопротивлений:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.30) |

Где *h*(w.3-4) – потери напора в отводящей трубе; – коэффициент сопротивления отводящей трубы.

С учетом соотношений (4.26), (4.27) и (4.30) уравнение (4.24) примет вид:

|  |  |
| --- | --- |
| . | (4.31) |

Второе и третье слагаемые в правой части уравнения (4.31) являются постоянными величинами, а напор и расход определяются мощностью энергоагрегата. При выбранной мощности энергоагрегата напор и расход будут постоянными величинами, в этом случае уравнение (4.31) будет иметь бесконечное множество решений (*di* и *Li*). Из этого множества можно найти оптимальные значения диаметра и длины деривационного трубопровода, обеспечивающие минимум целевой функции (4.13).

Выполнив задачу оптимизации по целевой функции (4.13) при разных значениях напора, расхода и коэффициента расхода, и выбрав среди полученных результатов вариант с наименьшей стоимостью, получим решение задачи оптимизации для всей микроГЭС, а варьируя значение среднего уклона можно выбрать участок реки для расположения микроГЭС.

Задачу оптимизации для всей деривационной микроГЭС можно записать в следующем виде:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.32) |

Для решения задачи, описанной системой уравнений (4.32) разработана методика, алгоритм вычислений по ней, реализованные в виде программного модуля. С использованием разработанного алгоритма, проведена оценка эффективности применения деривационных микроГЭС для рек, приведенных в разделе 1.2 данного отчета. Зависимость стоимости 1 кВт установленной мощности деривационной микроГЭС от суммарной мощности, приведена на рисунке 4.14.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.14 – Зависимость стоимости 1 кВт установленной мощности от мощности деривационной микроГЭС (  – для уклона 0,5%, – для уклона 0,4%, – для уклона 0,3%) |

Приведенные кривые стоимости 1 кВт установленной мощности соответствуют уклонам местности 0.5, 0.4, 0.3 соответственно. Анализ результатов расчетов, полученных с использованием разработанной модели, показывает, что, уклон местности существенно влияет на стоимость 1 кВт установленной мощности, существенно увеличивая ее с уменьшением уклона. На основании вышесказанного можно сделать вывод, что, деривационные ГЭС целесообразно применять при наличии высоких уклонов местности.

### 4.3.3 Модель и методика эффективного применения плотинной ГЭС

Основная часть стоимости плотинной ГЭС состоит из стоимостей: гидроагрегатов, плотины, экологического ущерба от затопления земель. Тогда согласно формуле (4.10) , стоимость плотинной ГЭС можно описать следующим образом:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.33) |

Где c1 – стоимость 1 кВт мощности энергоблокам; – количество киловатт устанавливаемой мощности; c2 – стоимость строительства плотины, отнесенная на 1 кВт; c2 – стоимость одного квадратного метра затопленных земель; q3 – площадь затопления.

Стоимость 1 кВт мощности энергоблока описывается формулой (4.12). Стоимость плотины на один киловатт мощности также можно описать в виде функции:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.34) |

где, *k*рельефа – коэффициент учитывающий рельеф местности и ее геологические особенности.

Стоимость одного квадратного метра затопленных земель так же является функцией множества параметров:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.35) |

Где М, вектор множества параметров, зависящих от местности, на которой возводится плотина, суммарной мощности установленных агрегатов и т.п.

Площадь затопления q3 зависит от рельефа местности, напора, расхода реки и т.д.:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.36) |

Мы видим что величины, влияющие на стоимость плотиной ГЭС, описаны функционалами, зависящими от множества параметров *М,* для решения задачи оптимизации могут быть применены одни из методов вариационного исчисления, или динамического программирования.

Так плотинные ГЭС обычно применяют для больших мощностей, и стоимость каждой плотины сильно зависит от местных условий, то для эффективного применения данной методики, целый ряд сведений и материалов, характеризующих условия строительства. Эти данные получают в результате изысканий и сбора необходимых материалов и сведений, освещающие следующие вопросы:

1. рельеф, растительность, существующие сооружения, населенные пункты и прочие объекты на водосборе и вблизи строительства будущей станции; эти сведения получают топографическими изысканиями;
2. режим русла и водный режим реки; эти сведения получают гидрологическими изысканиями;
3. характер грунтов и подземных вод в основании будущих сооружения, наличие местных строительных материалов; эти сведения дают геологические изыскания;
4. экономику района (наличие рабочей силы, механизмов, энергии, возможность сбыта электроэнергии, дорожная сеть и т.д.); экономические сведения собирают при экономическом обследовании района строительства.

Существенным недостатком плотинных ГЭС является затопление местности и существенное нарушение экологии региона, следовательно применение таких ГЭС целесообразно при отсутствии альтернативного способа обеспечения требуемой мощности.

### 4.3.4 Модель и методика эффективного применения единичных свободнопоточных и каскадных ГЭС

Свободнопоточные микроГЭС представляют собой энергоагрегат (или несколько энергоагрегатов), установленный в потоке реки. Основным отличаем свободнопоточных микроГЭС от напорных, – является использование кинетической энергии потока, а не потенциальной. Это дает возможность исключить необходимость проведения земляных работ и возведения дополнительных гидротехнических сооружений. Свободнопоточные МГЭС могут быть объединены в группу, образуя каскадную МГЭС.

Основными компонентами свободнопоточной ГЭС являются: генератор, турбина, передаточный механизм, несущая конструкция, система автоматического регулирования, защитное устройство. Следовательно, стоимость свободнопоточной ГЭС можно записать в виде формулы:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.37) |

где c1 – стоимость 1 кВт мощности генератора; – количество киловатт устанавливаемой мощности; c2 – стоимость 1 квадратного метра площади сечения турбины в плоскости нормальной к набегающему потоку (площадь сечения турбины); q2 – площадь сечения турбины; c3 – стоимость передаточного механизма в расчете на 1 кВт; – стоимость несущей конструкции в расчете на единицу площади сечения турбины;

Оптимизация решений, связанных с использованием свободнопоточной микроГЭС, является комплексной задачей, сочетающей в себе оптимизацию как отдельных компонентов микроГЭС, так и оптимизацию применения каскада таких установок.

С целью повышения надежности свободнопоточной микроГЭС, при проектировании стремятся использовать низкоскоростные генераторы, имеющие частоты вращения от 140 до 650 об/мин, что позволяет существенно упростить либо полностью исключить передаточный механизм. Для примера рассмотрим низкоскоростные генераторы научно-исследовательского центра «ВИНДЭК», параметры которых указаны в таблице 4.3:

Таблица 4.3 — Параметры генераторов научно-исследовательского центра «ВИНДЭК»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **BГБЖ-0,15(36)/200-27,5** | **ВГБЖ – 02(64)/28,5-200** | **ВГ-05(12)-04** | **ВГБЖ -0,8(36)600-03** | **ВГ-1(12)/650** | **ВГБЖ -1,5(36)600-03** | **ВГ-5(28)/150** | **ВГ-10(28)/300** | **ГП-15-100-140-1В** |
| Мощность, Вт | 150 | 200 | 500 | 800 | 1000 | 1500 | 5000 | 10000 | 15000 |
| Напряжение, В | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 57 | 57 | 114 | 228 | 100 |
| Частота вращения, об/мин | 200 | 200 | 650 | 600 | 450 | 600 | 150 | 300 | 140 |
| КПД | 0,75 | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 |
| Масса, кг | 13 | 10 | 11 | 14 | 19 | 16 | 120 | 200 | 495 |
| Стоимость, тыс. руб. | 25,2 | 25,2 | 12,6 | 30 | 14,4 | 36 | 156 | 168 | 360 |

Определим зависимость стоимости 1 кВт установленной мощности генератора в зависимости от суммарной мощности генератора и частоты его вращения. Для этого построим функции мощности генератора и его стоимости в зависимости от частоты вращения, воспользовавшись методом кусочно-линейной интерполяции данных, приведенных в таблице 4.3 (рисунки 4.15, 4.16).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.15 – Функция мощности генератора в зависимости от частоты вращения ротора |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.16 – Функция стоимости генератора в зависимости от частоты вращения ротора |

Как видно из рисунков 4.15, 4.16, разреженность матрицы параметров генератора, приводит к наличию высоких градиентов в аппроксимирующей функции, что может привести к неадекватным решениям задачи []. При расширении параметрического ряда генераторов, аппроксимирующая функция будет иметь более гладкий характер, что позволит применить градиентные методы решения задачи оптимизации.

В качестве альтернативы кусочно-линейной аппроксимации введем функцию, описывающую области применения того или иного генератора в виде спектра, и состоящую из последовательности ступенчатых функций, зависящих от частоты вращения и мощности (рисунок 4.17). Физический смысл в таком случае будут иметь все значения функции отличные от нуля. Ширина спектральной линии соответствует диапазонам частот вращения генератора, близким к номинальной, а амплитуда соответствует номинальной мощности генератора.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.17 – Изображение функции областей применения генераторов (– кусочно-линейная аппроксимация мощности генератора) |

На рисунок 4.17 иллюстрирует эффективность применения различных генераторов при помощи функций мощности генератора, полученных методом кусочно-линейной интерполяции, и спектральной функции. Кроме того описание областей применения генераторов и их стоимости в виде спектра, позволяет выполнить локализацию решений функции стоимости микроГЭС.

Аналитическое представление связи стоимости генератора с его мощностью и частотой вращения, позволяет построить и анализировать функцию зависимости стоимости генератора в расчете на 1 кВт мощности от его частоты вращения (рисунок 4.18).

Выполнив анализ на экстремумы функций, изображенных на рисунке 4.18, методом градиентного спуска для случая с кусочно-линейной интерполяцией данных, и методом поиска наименьшего значения амплитуды отличной от нуля для функции спектра, определили, что минимуму стоимости генератора, в расчете на 1 кВт, соответствует частота вращения ротора генератора nген=300.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.18 – Зависимость стоимости 1 кВт мощности генератора от частоты вращения ротора ( ­– решение, получаемое при кусочно-линейной аппроксимации данных, – решение, получаемое при аппроксимации данных спектральной функцией) |

Варьируя частоты вращения генератора в диапазоне от 140 до 650 об/мин, построим зависимость стоимости генератора в расчете на 1 кВт от его мощности (рисунок 4.19).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.19 – Зависимость стоимости 1 кВт генератора от его мощности ( ­– решение, получаемое при кусочно-линейной аппроксимации данных, – решение, получаемое при аппроксимации данных спектральной функцией) |

Из графика, изображенного на рисунке 4.18 видно, что оптимальным решением с позиций стоимости, является генератор мощностью 10 кВт, частота вращения ротора которого равна nген = 300 . Формируя различные таблицы параметров генератора, и используя выше приведенную модель можно выбрать оптимальный генератор в зависимости от требуемой частоты вращения и мощности.

Одним из наиболее важных узлов, влияющих как на надежность свободнопоточной микроГЭС, так и на стоимость ее компонентов, является передаточный механизм, предназначенный для преобразования и передачи крутящего момента от турбины к генератору. Передаточный механизм целесообразно вводить в конструкцию микроГЭС с целью снижения стоимости генератора только в том случае, если снижение стоимости генератора существенно превышает затраты на передаточный механизм.

При проектировании свободнопоточной микроГЭС мощностью до 400 кВт, возможно применение редукторов серий 1ЦУ, и 1Ц2. Редукторы серии 1ЦУ позволяют реализовать передаточные числа в диапазоне от 2 до 6,3, с диапазоном крутящего момента на тихоходном валу от 250 до 4000 Н\*м, а серии 1Ц2 передаточные числа от 8 до 50 с крутящими моментами от 825 до 54000 Н\*м.

Для оценки влияния стоимости передаточного механизма на стоимость микроГЭС, необходимо получить зависимость стоимость редуктора от крутящего момента на тихоходном валу. Согласно рыночным ценам на цилиндрические редукторы, стоимость редуктора в зависимости от номинального крутящего момента на тихоходном валу, можно описать в виде функции, изображенной на рисунке 4.19.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.19 – Стоимость цилиндрического редуктора в зависимости от крутящего момента на тихоходном валу |

Проанализируем стоимость цилиндрического редуктора по отношению к стоимости генератора в зависимости от мощности, передаточного числа и частоты вращения турбины, для чего построим облако точек, соответствующее ряду вышеприведенных параметров (рисунок 4.20). В результате анализа точечной диаграммы, изображенной на рисунке 4.20, можно сделать вывод, что доля стоимости передаточного механизма при мощностях до 2,5 кВт может составлять до 80% от стоимости генератора.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.21 – Точечная диаграмма стоимости цилиндрического редуктора по отношению к стоимости генератора в зависимости от мощности, передаточного числа, и частоты вращения турбины |

Однако при мощностях свыше 10 кВт, доля стоимости передаточного механизма по отношению к стоимости генератора снижается до 10%.

Стоимость турбины микроГЭС можно описать на примере ортогональной турбины в зависимости от площади Мидаля, аппроксимировав зависимость стоимости 1 м2 от суммарной площади (рисунок 4.22).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.22 – Функция стоимости 1 м2 площади Мидаля в зависимости от суммарной площади для ортогональной турбины |

Аппроксимация стоимости турбины при помощи полиномиальной функции, позволит использовать разработанную методику для анализа стоимости различных видов микроГЭС. Аналогичным способом опишем стоимость несущей конструкции (рисунок 4.23).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.23 – Функция стоимости несущей конструкции микроГЭС в зависимости от площади Мидаля |

Стоимость свободнопоточной микроГЭС, с учетов выше приведенных моделей, можно описать формулой:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (4.38) |

где v– частота вращения ротора турбины; U – передаточное число редуктора; ϑ – скорость реки; PГЭС-суммарная мощность электростанции; СГенер1кВт – функция стоимости генератора в расчете на 1 кВт; СПМ– функция стоимости редуктора; Стурб– функция стоимости турбины; Сосн функция стоимости несущей конструкции; k – количество микроГЭС.



Результатом вычисления значений функции (4.38) будет облако точек, соответствующих решениям возможным для обеспечения заданной мощности различными вариантами микроГЭС. При поиске оптимального решения задачи обеспечения необходимой мощности несколькими установками с заданным рядом пригодных к использованию генераторов, возможны различные решения, зависящие от характеристик генераторов (к примеру, мощность 10 кВт можно обеспечить одним генератором соответствующей мощности, либо двумя, а также одним генератором мощностью 12 кВт, но работающего с 84% загрузкой).

Для решения такой задачи, функцию (4.38) необходимо дополнить функцией-фильтром [], зависящей от коэффициента загрузки генератора. Результат работы такой функции фильтра изображен на рисунке 4.24, для задачи в которой необходимо определить возможные решения при обеспечении требуемой мощности 10 кВт, используя генераторы, приведенные в таблице 4.3 , при условии, что каждый генератор должен работать с нагрузкой не ниже 80% от номинальной.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.24 – Результат вычисления функции фильтра |

На рисунке 4.24 символом «крест» изображено некоторое количество возможных вариантов, а символом «круг» изображены решения, удовлетворяющие требованию по загрузке генераторов. Следовательно, 10 кВт можно обеспечить двумя генераторами, имеющими частоту вращения 150 об/мин (мощностью по 5 кВт каждый), либо одним генератором имеющим частоту вращения 300 об/мин, мощностью 10 кВт. Генератор имеющей частоту вращения 140 об/мин не удовлетворяет требованию по загруженности, ему соответствует генератор мощностью 15 кВт (загруженность 66 % при требуемой мощности 10 кВт).

Рассмотрим результаты решения уравнения (4.38), приведенные на рисунке 1.30, с точки зрения стоимости различных вариантов свободнопоточных микроГЭС мощностью 10 кВт, работающих при скорости реки 1,6 м/с, и не имеющих в своей конструкции редуктора.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.25 – Стоимость различных вариантов микроГЭС (– решения, удовлетворяющие условию по загрузке генератора;– решения, не удовлетворяющие условию по загрузке генератора) |

Задача поиска оптимального решения сводится к поиску точки наиболее приближенной к заданной частоте вращения турбины и имеющей минимальное значение по оси ординат. В данном случае минимальная стоимость решения соответствует микроГЭС, имеющей генератор с частотой вращения 300 об/мин, но применение такого генератора может быть ограничено оптимальной частотой вращения турбины.

Следующим возможным решением является микроГЭС с генератором, работающим на частоте вращения 150 об/мин (мощность 5 кВт). Вариант решения, выделенный красным, не подходит по критерию 80% минимальной загрузки генератора (140 об/мин, 15 кВт).

Использование передаточного механизма (с передаточным числом 2) позволит сдвинуть оптимальное решение ближе к номинальной частоте вращения турбины (150 об/мин, рисунок 4.26), при этом стоимость редуктора составит не более 10 % от стоимости микроГЭС.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.26 – Стоимость различных вариантов микроГЭС при включении редуктора в конструкцию |

Рассмотрев все возможные решения в диапазоне до 50 кВт при заданной матрице параметров генераторов (таблица 4.3), и выделив наиболее оптимальные из них [], построим график зависимости стоимости свободнопоточной микроГЭС от установленной мощности (рисунки 4.27, 4.28).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.27 – Стоимость различных вариантов микроГЭС в зависимости от мощности (– решения без редуктора;­– решения с применением редуктора) |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.28 – Стоимость наиболее оптимальных вариантов микроГЭС в зависимости от мощности (– решения без редуктора;­– решения с применением редуктора) |

На рисунках 4.27 и 4.28 символом «круг», выделены решения без применения редуктора, а символом «крест» ­­– решения с применением редуктора. С учетом текущих входных параметров модель показала, что стоимость микроГЭС зависит от параметров генераторов доступных для использования, а также целесообразность применения в ряде случаев редукторов.

Если требуется обеспечить мощность 50 кВт, то согласно модели наиболее выгодный вариант будет стоить 8 млн. руб. (с учетом вышеприведенных параметров компонентов МГЭС), а соответствующий этому решению генератор имеет номинальную частоту вращения 300 об/мин при мощности 10 кВт согласно таблице 4.3.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.29 – Стоимость оптимальных вариантов микроГЭС, суммарной мощностью 50 кВт |

Также возможно применения варианта с использованием редукторов и генераторов мощностью 15 кВт, нагрузка в таком случае составит 83%, а стоимость МГЭС 10,5 млн. руб. Возможные комбинации однородных МГЭС для обеспечения 50 кВт изображены на рисунке 4.30.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.30 – Возможные комбинации однородных МГЭС для обеспечения 50 кВт |

Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от суммарной мощности МГЭС изображена на рисунке 4.31.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 4.31 – Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от суммарной мощности (– решения без редуктора;­– решения с применением редуктора) |

Рост стоимости 1 кВт установленной мощности объясняется отсутствием генераторов большой единичной мощности, и как следствие применением нескольких МГЭС, что становится экономически менее целесообразным решением.

С использованием разработанной методики, создан программный модуль, реализующий поиск оптимального решения при заданных проектных параметрах.

## 4.4. Оценка экономической эффективности рекомендуемого состава ГЭС

Эффективность малых ГЭС и микроГЭС в условиях Сибири следует рассматривать исходя из реальной ее работы, вытекающей из климатических условий. Реально работа микроГЭС (и свободнопоточной и большинства деривационных и ряда плотинных низконапорных) будет эффективной, а иногда и возможной только в период от ледохода до ледостава. Этот период, свободного от льда водного потока, в большинстве районов Красноярского края (за исключением северных районов) продолжается 6 – 6,5 месяца (максимум с середины апреля до конца октября). И лишь в ряде горных рек юга края это срок увеличен до 7 – 8 месяцев в году.

Следовательно, рассматривать работу микроГЭС следует в составе с другими источниками электроэнергии. Самыми возможными источниками могут быть дизельные электростанции, а в отдаленной перспективе – гелиоэнергетика или биоэнергетика.

Основными гидротехническими сооружениями являются плотины, водопропускные и водосбросные сооружения, здания гидроэлектростанций, и т.д.

Совокупность взаимосвязанных гидротехнических сооружений называется гидроузлом. При энергетическом использовании водных ресурсов на реке строят энергетический гидроузел, в состав которого входят: плотина, гидроэлектростанция, водохранилище и водосбросные сооружения или каскад гидроузлов с упомянутыми сооружениями. Гидроузел вместе в водохранилищем, зданиями и помещениями управления, вспомогательными сооружениями называют водохозяйственным объектом.

Основными производственными и экономическими характеристиками объектов являются: производственная мощность, количество производимой продукции и ее себестоимость. Для гидроэлектростанций – это установленная мощность (кВт); среднегодовая выработка электроэнергии, кВт∙ч; себестоимость электроэнергии (руб/кВт∙ч).

### 4.4.1 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью свыше 100 кВт

Малые ГЭС мощностью свыше 100 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением электрической энергии более 2000 МВт∙ч/год. В таких населенных пунктах предлагается строительство ГЭС малой мощности плотинного типа, позволяющей получать электроэнергию круглый год с достаточно постоянной выдаваемой мощностью для работы целого ряда населенных пунктов, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга [6]. В ряде случаев для такой МГЭС требуется строительство повышающей трансформаторной подстанции для снижения потерь энергии при передаче ее на расстояние и понижающей подстанции у потребителя электроэнергии. Серийно для такой электростанции производят только энергоблоки (турбину и электрогенератор, систему управления режимами работы). Проектирование и строительство плотины для каждой электростанции, оборудование машинного зала выполняется отдельно. Это удорожает строительство МГЭС и увеличивает его сроки. Компенсацией за это является круглогодичное потребление электроэнергии и достаточно низкая ее стоимость (в два три раза ниже стоимости электроэнергии ТЭС).

Капитальные затраты на строительство таких МГЭС определяются из следующих технико-экономических показателей []:

1) Цена завода изготовителя за электрооборудование ЦМГЭС, руб. При этом следует понимать, что в указанную цену входит стоимость всех энергоблоков, входящих в состав гидросилового блока электростанции, а также всей системы ее управления режимами работы малой ГЭС.

2) Рекомендуемое количество энергоблоков *n*. Определяется, как цена на энергоблок конкретного производителя, умноженная на количество таких энергоблоков в проектируемой ГЭС:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.39) |

3) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. по формуле (4.40).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.40) |

4) При транспортировке груза к месту установки рекомендуется производить страхование груза (всего оборудования) на период доставки. Затраты на страховку ЗСТР1 определяются по формуле (4.41).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.41) |

5) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.42). В случае отечественных производителей статья исключается из расчетов.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.42) |

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. Доставка оборудования осуществляется автотранспортом или железнодорожным путем. Затраты на доставку будут определяться по формуле (4.43).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.43) |

где ЗДОСТ 1 ЭБ – затраты на доставку 1 энергоблока и его системы управления.

8) Поскольку строительство малых ГЭС производится для каждой индивидуально, требуется проведение соответствующих изысканий на местности и создание необходимой проектной документации. Затраты на проектные работы ЗПР определяются в размере 25% от стоимости закупаемого оборудования и определяются по формуле (4.44).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.44) |

9) низконапорные МГЭС, как и деривационные требуют предварительных земляных работ по устройству плотины или деривационного рукава. Величина этих затрат ЗЗР, руб. ориентировочно определена в 4.1. Она составляют от 80 до 100 % стоимости электрооборудования всей МГЭС. Затраты определяются по формуле (4.45).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.45) |

10) Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР определяются по формуле (4.46). Затраты на СМР определяются в размере 10% от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате ведения переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Затраты на СМР уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.46) |

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2 составляет 2% от стоимости оборудования и определяются по формуле (4.47).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.47) |

12) Затраты на строительство подстанции и ЛЭП ЗЛЭП, руб. Большие объекты ветроэнергетики располагаются на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных линий с напряжением 6-10 кВ. Для подключения МГЭС к сети электроснабжения поселка требуется возведение небольшой подстанции. Пункт «Строительство подстанции» предполагает следующие статьи затрат:

* + 1. покупка силового трансформатора;
    2. покупка оборудования для РУ;
    3. доставка оборудования до места установки;
    4. строительство здания подстанции;
    5. монтаж оборудования;
    6. прокладка линии до населенного пункта.

Стоимость подстанции может меняться в зависимости от места установки, особенностей рельефа и типа применяемого оборудования. Произведены расчеты нескольких вариантов подстанции. Предполагается, что МГЭС устанавливается в пределах 2 км от населенного пункта (при увеличении расстояния предлагаемый объем затрат рекомендуется пересмотреть). Принято решение усреднить предлагаемую стоимость подстанции в размере ЗТР= 0,9 млн. руб.

13) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для гидропарков такой мощности в размере 1,5 млн. руб.

|  |
| --- |
|  |

14) Капитальные (приведенные) затраты К3, руб. на строительство гидропарков из малых ГЭС суммарной мощностью до 100 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.48) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства миниГЭС на базе несколько энергоблоков суммарной мощностью свыше 100 кВт.

### 4.4.2 Определение технико-экономических показателей МГЭС мощностью свыше 100 кВт

1. Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для МГЭС мощностью свыше 100 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:
2. Общее потребление одного или нескольких поселков с электроснабжением от разрабатываемой МГЭС *W*общ, МВт∙ч. *W*общ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.
3. Ежегодная выработка электрической энергии МГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч – определяется на основе технических характеристик МГЭС и методики, представленной в параграфе [].
4. Ежегодная выработка электрической энергии малой ГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч., определяется по формуле (4.49).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.49) |

1. В зависимости от мощности МГЭС, возможности ее работы в автоматическом режиме для обслуживания МГЭС малой мощности создается бригада дежурных электромонтеров (ДЭМ) или сменный дежурный на самой МГЭС. Современные МГЭУ работают в автоматизированном режиме и требуют вмешательства персонала только при возникновении нештатных ситуаций. Обслуживать МГЭС в малых населенных пунктах могут ДЭМ с соседних населенных пунктов, где установлены МГЭС большой и средней мощности. Следовательно, для определения издержек затраты на заработную плату ДЭМ не учитываются. Издержки будут состоять из затрат на расходные материалы для МГЭС. Размеры ежегодных издержек на различные типы МГЭС определены в размере 100 000 руб. в год. Это проведение плановых и аварийных ремонтов, сопровождающееся дополнительными расходами ЗДР руб./год, которые будут в себя включать:
2. расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
3. расходы на обслуживание спецтехники;
4. аренду крановой техники;
5. расходы на проживание персонала;
6. прочие расходы.

Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание МГЭС ИЭК, руб./год определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.50) |

1. Себестоимость электрической энергии, производимой гидроэлектрической станцией СМГЭС, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.51)

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.51) |

где ТСЛ – срок службы МГЭС.

1. Для корректного сравнения экономической эффективности малой ГЭС учитываем стоимость дизельного топлива, пошедшего на выработку такого же количества электроэнергии. Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л, определяется по формуле (4.52).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.52) |

Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л определяется по формуле (4.53). Стоимость дизельного топлива представлена администрацией муниципальных образований. Данные предоставлены в соотношении количества рублей за 1 тонну дизельного топлива. 1 тонна дизельного топлива по объему соответствует 1200 литров. Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб./л) используется формула:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.53) |

Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб. определяется по формуле (4.54). Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. ЗДТ определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.54) |

1. Коэффициент использования установленной мощности МГЭС, КУ о.е. Данный коэффициент показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях гидроэнергетического потенциала. Для определения наиболее подходящих из них для конкретного типа местности применяется коэффициент использования установленной мощности []:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.55) |

где *W* – максимальная выработка энергии ВЭУ за время Т, кВт·ч; *Р*ном – установленная мощность ВЭУ, кВт.

1. Удельная выработка электрической энергии МГЭС *W*УД, кВт∙ч/кВт, определяется по формуле (4.56).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.56) |

1. Удельные затраты на строительство МГЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности МГЭС из гидрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.57) |

1. Себестоимость электрической энергии от комбинированной гидро-дизельной системы Скомб, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.58);

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.58) |

Коммерческая наценка Н, руб. определяется по формуле (4.59). Для создания благоприятного инвестиционного климата предлагается заложить рекомендуемую коммерческую наценку, которую инвестор может иметь в качестве прибыли. Рекомендуемая коммерческая наценка составляет 20% от разницы между существующим тарифом и себестоимостью электрической энергии от МГЭС и определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.59) |

Данный показатель выбран в размере 20% для привлечения инвесторов и создания благоприятного инвестиционного климата.

1. Срок окупаемости МГЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.60) |

1. Расчеты капитальных затрат на строительство малых ГЭС и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

### 4.4.3 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью до 100 кВт

Малые ГЭС мощностью 30-100 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением электрической энергии менее 1500 МВт∙ч/год. В таких населенных пунктах предлагается строительство ГЭС малой мощности 30-100 кВт, для работы на объединенную ГДСЭС поселка. Основной тип такой малой ГЭС – деривационная (рукавная). Предполагается, что малые ГЭС расположены в непосредственной близости от потребителя и строительство дополнительных подстанций в большинстве случаев не требуется.

Капитальные затраты на строительство мощностью 30-100 кВт определяются из следующих технико-экономических показателей:

1) Цена завода-изготовителя за электрооборудование ЦМГЭС, руб. что в указанную цену входит стоимость всех энергоблоков, входящих в состав гидросилового блока электростанции, а также всей системы ее управления режимами работы малой ГЭС. При этом следует понимать, что в указанную цену входит стоимость каждого энергоблока и системы управления, входящих в малую ГЭС.

2) Цена ЦМГЭС определяется, как цена за энергоблок конкретного производителя, умноженная на количество таких энергоблоков *n* в проектируемой ГЭС

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.61) |

4) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. по формуле (4.62).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.62) |

5) При транспортировке груза к месту установки рекомендуется производить страхование груза (всего гидрооборудования) на период доставки. Затраты на страховку ЗСТР1 определяются по формуле (4.63).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.63) |

6) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.64). В случае отечественных производителей статья исключается из расчетов.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.64) |

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. Доставка оборудования осуществляется автотранспортом, иногда железнодорожным путем. Затраты на доставку будут определяться по формуле (4.65).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.65) |

где ЗДОСТ 1 ЭБ – затраты на доставку 1 энергоблока.

8) Поскольку малые ГЭС планируются для строительства гидропарка для электроснабжения поселка, требуется создание необходимой проектной документации. Затраты на проектные работы ЗПР определяются в размере 15% от стоимости закупаемого оборудования и определяются по формуле (4.66).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.66) |

9) Деривационные как и низконапорные МГЭС требуют предварительных земляных работ по устройству плотины или деривационного рукава. Величина этих затрат ЗЗР, руб. ориентировочно определена в 4.1. Она составляют от 80 до 100 % стоимости электрооборудования всей МГЭС. Затраты определяются по формуле (4.67).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.67) |

10) Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР определяются по формуле (4.68). Затраты на СМР определяются в размере 10% от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате ведения переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Затраты на СМР уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.68) |

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2 составляет 2% от стоимости оборудования и определяются по формуле (4.69).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.69) |

13) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для гидропарков такой мощности в размере 1,0 млн. руб.



14) Капитальные (приведенные) затраты К3, руб. на строительство гидропарков из малых ГЭС суммарной мощностью до 100 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.70) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства гидропарка на базе малых ГЭС суммарной мощностью до 100 кВт.

### 4.4.4 Определение технико-экономических показателей МГЭС мощностью до 100 кВт

1. Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для МГЭС мощностью до 100 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:
2. Общее потребление поселка *W*общ, МВт∙ч. *W*общ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.
3. Ежегодная выработка электрической энергии каждого энергоблока *W*ЭБ, МВт∙ч. *W*ЭБ определяется на основе технических характеристик энергоблока. Для определения наиболее подходящих из них для конкретного типа местности применяется коэффициент использования установленной мощности [].

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.71) |

где *W* – максимальная выработка энергии ВЭУ за время Т, кВт·ч; *Р*ном – установленная мощность ВЭУ, кВт.

Ежегодная выработка МГЭС электрической энергии *W*МГЭС, МВт∙ч, определяется по формуле (4.72).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.72) |

1. Содержать собственную бригаду дежурных электромонтеров (ДЭМ) для обслуживания МГЭС малой мощности в небольших поселках экономически не целесообразно. Современные МГЭС работают с ДЭС в автоматизированном режиме и требуют вмешательства персонала только при возникновении нештатных ситуаций. Обслуживать МГЭС в малых населенных пунктах могут ДЭМ с соседних населенных пунктов, где установлены МГЭС или ДЭС большой и средней мощности. Следовательно, для определения издержек затраты на заработную плату ДЭМ не учитывается. Издержки будут состоять из затрат на расходные материалы для МГЭС. Размеры ежегодных издержек на различные типы в МГЭС определены в размере 50 000 руб. в год. Это проведение плановых и аварийных ремонтов, сопровождающееся дополнительными расходами ЗДР руб./год, которые будут в себя включать:
2. расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
3. расходы на обслуживание спецтехники;
4. аренду крановой техники;
5. расходы на проживание персонала;
6. прочие расходы.

Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание МГЭС ИЭК, руб./год определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.73) |

1. Себестоимость электрической энергии, производимой гидроэлектрической станцией СМГЭС, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.74):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.74) |

где ТСЛ – срок службы МГЭС, с учетом того, что МГЭС работает 5-7 месяцев в году.

1. Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л. Внедрение МГЭС приведет к уменьшению топливной составляющей в производстве электроэнергии для децентрализованного потребителя. Один из ключевых показателей эффективности внедрения МГЭС – это объем «вытесненного» дизельного топлива, на который уменьшается потребление ДЭС за счет электроэнергии, производимой МГЭС. За основу данного расчета взято усредненное потребление топлива дизельными генераторами на производство электрической энергии в размере 0,3 л на 1 кВт∙ч электрической энергии. Тогда объем вытесненного дизельного топлива будет определяться по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.75) |

1. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л определяется по формуле (4.76). Стоимость дизельного топлива представлена администрацией муниципальных образований. Данные предоставлены в соотношении количества рублей за 1 тонну дизельного топлива. 1 тонна дизельного топлива по объему соответствует 1200 литров. Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб./л) используется формула:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.76) |

1. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб определяется по формуле (4.77). Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. ЗДТ определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.77) |

1. Коэффициент использования установленной мощности МГЭС, КУ о.е. показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях гидроэнергетического потенциала.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.78) |

где *W* – максимальная выработка энергии ВЭУ за время Т, кВт·ч; *Р*ном – установленная мощность ВЭУ, кВт.

1. Удельная выработка электрической энергии МГЭС *W*УД, кВт∙ч/кВт, определяется по формуле (4.40).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.79) |

1. Удельные затраты на строительство МГЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности МГЭС из гидрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.80) |

1. Себестоимость электрической энергии от комбинированной гидро-дизельной системы Скомб, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.81);

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.81) |

1. Коммерческая наценка Н, руб. определяется по формуле (4.82); Для создания благоприятного инвестиционного климата предлагается заложить рекомендуемую коммерческую наценку, которую инвестор может иметь в качестве прибыли. Рекомендуемая коммерческая наценка составляет 20% от разницы между существующим тарифом и себестоимостью электрической энергии от МГЭС и определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.82) |

Данный показатель выбран в размере 20% для привлечения инвесторов и создания благоприятного инвестиционного климата.

1. Срок окупаемости МГЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.83) |

1. Расчеты капитальных затрат на строительство МГЭС и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

### 4.4.5 Определение капитальных затрат на строительство микроГЭС мощностью до 50 кВт

Свободнопоточные микроГЭС (МкГЭС) или их каскады мощностью 30-50 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением электрической энергии менее 1000 МВт∙ч/год. В таких населенных пунктах предлагается установка каскадов микроГЭС для работы на объединенную ГДСЭС поселка. Предполагается, что микроГЭС расположены в непосредственной близости от потребителя, и строительства дополнительных подстанций в большинстве случаев не требуется.

Капитальные затраты на установку каскадов микроГЭС мощностью 30-50 кВт определяются из следующих технико-экономических показателей:

1. Цена завода изготовителя за одну микроГЭС, входящую в каскад, ЦМкГЭС, руб. При этом следует понимать, что в указанную цену входит стоимость всей микроГЭС. При установке каскада микроГЭС – суммарная стоимость микроГЭС, из входящих в каскад, как единого серийного изделия, включающая турбину, весь привод от нее, генератор и систему управления ее режимами.
2. Рекомендуемое количество микроГЭС в каскаде, *n*. Определяется, как цена одной микроГЭС конкретного производителя ЦМГЭС, умноженное на количество таких микроГЭС в предлагаемом гидропарке (он может состоять и из одной гидроустановки):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.84) |

1. Налог на добавленную стоимость НДС, руб. по формуле (4.85).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.85) |

1. При транспортировке груза к месту установки рекомендуется производить страхование груза (всего гидрооборудования) на период доставки. Затраты на страховку ЗСТР1 определяются по формуле (4.86).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.86) |

1. Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.87). В случае отечественных производителей статья исключается из расчетов.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.87) |

1. Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. Доставка оборудования осуществляется автотранспортом, иногда железнодорожным путем. Затраты на доставку будут определяться по формуле (4.88).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.88) |

где ЗДОСТ 1 МкГЭС – затраты на доставку 1 МкГЭС.

1. Поскольку малые ГЭС планируются для строительства МГЭС для электроснабжения поселка, требуется создание необходимой проектной документации. Затраты на проектные работы ЗПР определяются в размере 10% от стоимости закупаемого оборудования и определяются по формуле (4.89).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.89) |

1. Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР определяются по формуле (4.90). Затраты на СМР определяются в размере 10% от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате ведения переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Затраты на СМР уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.90) |

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2 составляет 2% от стоимости оборудования и определяются по формуле (4.91).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.91) |

13) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для МГЭС такой мощности в размере 0,5 млн. руб.



14) Капитальные (приведенные) затраты К3, руб. на строительство гидропарков из малых ГЭС суммарной мощностью до 100 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.92) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства каскада микроГЭС суммарной мощностью до 50 кВт.

### 4.4.6 Определение технико-экономических показателей МкГЭС мощностью до50 кВт

Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для МкГЭС мощностью до 50 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка *W*общ, МВт•чопределяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.
2. Ежегодная выработка электрической энергии МкГЭС *W*МкГЭС, МВт∙ч. определяется на основе технических характеристик МкГЭС. Ежегодная выработка гидропарком электрической энергии *W*МГЭС, МВт∙ч., определяется по формуле (4.93).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.93) |

Разные типы МГЭС имеют различные технические и энергетические характеристики. Для определения наиболее подходящих из них для конкретного типа местности применяется коэффициент использования установленной мощности []

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.94) |

где *W* – максимальная выработка энергии ВЭУ за время Т, кВт·ч; *Р*ном – установленная мощность ВЭУ, кВт.

1. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание МГЭС ИЭК, руб./год определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.95) |

1. Содержать собственную бригаду дежурных электромонтеров (ДЭМ) для обслуживания МГЭС малой мощности в небольших поселках экономически не целесообразно. Современные МкГЭС работают с ДЭС в автоматизированном режиме и требуют вмешательства персонала только при возникновении нештатных ситуаций. Обслуживать МГЭС в малых населенных пунктах могут ДЭМ с соседних населенных пунктов, где установлены МГЭС или ДЭС большой и средней мощности. Следовательно, для определения издержек затраты на заработную плату ДЭМ не учитывается. Издержки будут состоять из затрат на расходные материалы для МкГЭС. Размеры ежегодных издержек на различные типы в МГЭС определены в размере 50 000 руб. в год. Это проведение плановых и аварийных ремонтов, сопровождающееся дополнительными расходами ЗДР руб./год, которые будут в себя включать:
2. расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
3. расходы на обслуживание спецтехники;
4. аренду крановой техники;
5. расходы на проживание персонала;
6. прочие расходы.

Себестоимость электрической энергии, производимой гидроэлектрической станцией СМГЭС, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.96)

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.96) |

где ТСЛ – срок службы МГЭС, с учетом того, что МГЭС работает 5-7 месяцев в году.

1. Один из ключевых показателей эффективности внедрения МГЭС – это объем «вытесненного» дизельного топлива, на который уменьшается потребление ДЭС за счет электроэнергии, производимой МГЭС. За основу данного расчета взято усредненное потребление топлива дизельными генераторами на производство электрической энергии в размере 0,3 л на 1 кВт∙ч электрической энергии. Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л, определяется по формуле (4.97).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.97) |

1. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л определяется по формуле (4.98). Стоимость дизельного топлива представлена администрацией муниципальных образований. Данные предоставлены в соотношении количества рублей за 1 тонну дизельного топлива. 1 тонна дизельного топлива по объему соответствует 1200 литров. Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб./л) используется формула:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.98) |

1. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб. определяется по формуле (4.99). Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. ЗДТ определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.99) |

1. Удельная выработка электрической энергии МГЭУ *W*УД, кВт∙ч/кВт, определяется по формуле (4.100).

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.100) |

1. Удельные затраты на строительство МГЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности МГЭС из гидрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.101) |

1. Себестоимость электрической энергии от комбинированной гидро-дизельной системы Скомб, руб./кВт∙ч определяется по формуле (4.102);

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.102) |

1. Коммерческая наценка Н, руб. определяется по формуле (4.59); Для создания благоприятного инвестиционного климата предлагается заложить рекомендуемую коммерческую наценку, которую инвестор может иметь в качестве прибыли. Рекомендуемая коммерческая наценка составляет 20% от разницы между существующим тарифом и себестоимостью электрической энергии от МГЭС и определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.103) |

Данный показатель выбран в размере 20% для привлечения инвесторов и создания благоприятного инвестиционного климата.

1. Срок окупаемости МГЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4.104) |

Расчеты капитальных затрат на строительство МГЭС и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

## Выводы по разделу.

В разделе приведен выбор наиболее эффективного и проверенного практикой оборудования для основных типов малых ГЭС.

Общепринятые методики технико-экономического обоснования применения возобновляемых источников энергии не учитывают специфику формирования цены малой ГЭС, которая существенно зависит от типа энергоустановки, и гидрологических характеристик водного источника, так что стоимость плотины или деривационного рукава существенно превышает стоимость энергоблока. В силу этого использована модель расчета каждого их вариантов малой ГЭС.

В остальном использована общепринятая методика расчета технико-экономических показателей применения ВИЭ.

# РАЗДЕЛ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ В РАЗРЕРЕ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КРАСНОЯСРКОГО КРАЯ

## 5.1 Алгоритм проведения технико-экономической оценки

Произведен расчет ТЭО возможностей малых ГЭС современных производителей в климатических условиях населенных пунктов Красноярского края. ТЭО произведена для населенных пунктов, где имеется энергодефицит (основной источник электрической энергии – ДЭС) и высокий гидроэнергетический потенциал. Преимущественно такие населенные пункты расположены на территории Курагинского, Каратузского, Мотыгинского, Балахтинского, Абанского районов. ТЭО произведено для миниГЭС различных производителей, работающих в комбинированной гидро-дизельной системе электроснабжения совместно с существующими ДЭС.

В основе технико-экономической оценки идет алгоритм, представленный в разделе 4. В зависимости от класса мощности малой ГЭС производится оценка различных параметров ТЭО. Данные о стоимости МГЭС и объемах затрат на покупку запасных частей и расходных материалов получены из переписки с представителями компаний (данный вопрос подобно рассмотрен в разделе 3). Все цены на малые ГЭС являются действительными ценами на конец 2012 – начало 2013 годов. Все расчеты экономической эффективности и срока окупаемости произведены в ценах начала 2013 года.

В ТЭО приведена следующая информация:

1. название населенного пункта с указанием его месторасположения на карте гидроэнергетического потенциала;
2. географические координаты поселка;
3. река, с указанием характеристик водного потока;
4. существующий тариф на электрическую энергию;
5. список рассматриваемого гидроэнергетического оборудования разных производителей и разного класса мощности;
6. в таблицах приведен расчет капитальных затрат на строительство малых ГЭС и определение основных технико-экономических показателей.

Расчеты малых ГЭС представлены по районам. Порядок выполнения следующий: сначала приводятся миниГЭС плотинного типа, затем свободнопоточные. Для двух районов представлен расчет деривационных микроГЭС.

При расчетах (определении стоимости малой ГЭС или ее энергоблоков и капитальных затрат на строительство), курс евро принимался равным 40 руб. за 1 евро, курс доллара принимался равным 30 руб. за 1 доллар. Отпускной тариф на электрическую энергию принимался равным отпускному тарифу на начало 2013 года.

## Балахтинский район

### 5.2.1 Пос. Огур

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.1 – Расположение поселка Огур на карте Балахтинского района |

Географические координаты поселка: 55°59'10"С.Ш. 91°52'12"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1,1 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на конец 2012 года): 5 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. При строительстве используется особенность местности: крутой склон к берегу Красноярского водохранилища. Мощность электростанции 90 – 100 кВт.

ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, (Япония) | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр «ИНСЕТ» (Россия) |
| Рисунок 5.2 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.1 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 6245 000 | 13 450 000 |

Таблица 5.2 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 48 | 48 | 54 | 48 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7776000 | 7776000 | 11664000 | 8640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 1,56 | 1,53 | 3,04 | 1,73 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 384912 | 386123 | 426240 | 397440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,16 | 6,04 | 11,5 | 7,75 |
| NPV, млн.руб | 83,740 | 83, 936. | 78,195. | 80,76 |
| IRR,% | 59 | 60 | 10 | 49 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.5 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

## Дзержинский район

### Село Колон, река Абан

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.6 – Расположение села Колон на карте Дзержинского района |

Географические координаты поселка: 57°02'47"С.Ш. 95°06'00"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с

Существующий тариф на электрическую энергию (на конец 2012 года): 18,12 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией села Бакчет, Веселое, Топол, расположенные от с. Колон на расстоянии 5 – 15 км.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.7 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.5 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 196 24 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Для электроснабжения сел | | | |
| Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 54 | 54 | 54 | 54 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 10497600 | 10497600 | 11664000 | 116640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 4,02 | 4,0 | 5,18 | 4,22 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2199312 | 2156425 | 2246400 | 2413440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,14 | 1,13 | 2,18 | 1,39 |
| NPV, млн.руб | 83,740 | 83, 936 | 78,195. | 80,76 |
| IRR,% | 59 | 60 | 10 | 49 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.8 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

## Абанский район

### Село Малкас, река Абан

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.9 – Расположение села Малкас на карте Абанского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 95°48'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 18,12 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией села Восток, Покровка, Быстровка, расположенные от с. Малкас на расстоянии 5 – 15 км.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.10 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.7 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.8 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 54 | 54 | 54 | 54 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 10497600 | 10497600 | 11664000 | 116640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 4,02 | 4,0 | 5,18 | 4,22 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2199312 | 2156425 | 2246400 | 2413440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,14 | 1,13 | 2,18 | 1,39 |
| NPV, млн.руб | 311, 840 | 312, 036 | 340,039 | 345,408 |
| IRR,% | 157 | 160 | 98 | 134 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.11 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МкГЭС в составе ГДСЭС |

## Абанский район

### 5.5.1 Село Восток, река Абан

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.12 – Расположение села Восток на карте Абанского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 95°48'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 18,12 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией села Восток, Покровка, Быстровка, расположенные от с. Малкас на расстоянии 5 – 15 км.

Стоимость гидроагрегата – 2 500 000 руб.

Стоимость трубы (рукава) при расстоянии в 918 м – 6 288 000 руб.

Отношение стоимости трубы и гидроагрегата ­– 2,27

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |
| --- | --- |
|  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.13 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | |

Рассматриваем варианты:

Диаметр водовода – 1,02м; длина водовода 500м; стоимость трубы 4,4 млн.руб.

Диаметр водовода – 1,4м; длина водовода 200м; стоимость трубы 2,4 млн.руб.

Принимаем последний вариант – стоимость трубы в 2,4 млн. руб.

Согласно расчетам в 4.2.3 стоимость строительных работ существенно снижается относительно плотинного типа миниГЭС: требуется лишь устройство для забора водного потока в рукав. Исключаем из рассмотрения два типоразмера энергоблока мощностью по 30 кВт, как не соответствующие требуемой мощности.

Таблица 5.9 – Капитальные затраты на строительство рукавной микроГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 1 | 1 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 3750 000 | 2 500 000 |
| НДС (18%), руб. | 675 000 | 450 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 100 000 | 70 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 187 500 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 600 000 | 300 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 800 000 | 600 000 |
| Строительство заборного устройтсва ЗЗР, руб. | 75 000 | 50 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 750 000 | 350 000 |
| Стоимость рукава | 2 400 000 | 2 400 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 000 000 | 500 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители  энергии, ЗАБ | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 12 437 500 | 8 820 000 |

Таблица 5.10 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч. | 360 | 360 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 150 | 150 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,72 | 2,05 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 108000 | 108000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 40 | 40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 4320000 | 4320000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 3600 | 3600 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 248750 | 176400 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 5,46 | 4,91 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1108800 | 1157040 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,8 | 2,12 |
| NPV, млн.руб | 167,736 | 170,882 |
| IRR,% | 81 | 107 |

## 5.6 Ермаковский район

### 5.6.1 Пос. Арадан

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.14 – Расположение поселка Арадан на карте Ермаковского района |

Географические координаты поселка: 52°34'30"С.Ш. 93°27'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 6,33 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на конец 2012 года): 8 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности.

ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.15 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.11 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 5 | 5 | 3 | 3 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 2 700 000 | 2 595 000 | 11 250 000 | 7 500 000 |
| НДС (18%), руб. | 486 000 | 467 000 | 2 025 000 | 1 350 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 27 000 | 25 950 | 150 000 | 75 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 135 000 | 129 750 | 562 500 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 675 000 | 665 000 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 675 000 | 665 000 | 1 250 000 | 1 800 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 4 050 000 | 3 980 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 270 000 | 31 400 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 12 618 000 | 12 159 100 | 24 137 500 | 16 305 000 |

Таблица 5.12 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч. | 1080 | 1080 | 1080 | 1080 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 0,78 | 0,76 | 1,52 | 1,01 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 324000 | 324000 | 324000 | 324000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 12 960 000 | 12 960 000 | 12 960 000 | 12 960 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 84 120 | 81 060 | 134 500 | 163 050 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 1,35 | 1,34 | 2,31 | 1,54 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 695520 | 695130 | 797040 | 645840 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 4,5 | 4,46 | 7,57 | 5,65 |
| NPV, млн.руб | 222,682 | 223,081 | 212,665 | 219,475 |
| IRR,% | 99 | 102 | 61 | 81 |

## 5.7. Курагинский район

### 5.7.1 Пос. Усть-Шушь

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.16 – Расположение поселка Усть-Шушь на карте Курагинского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 95°48'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 8 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Ильинка, расположенное от с. Усть-Шушь на расстоянии 8 км. Есть возможность обеспечить электроснабжение соседних сел Тесь и Шалоболино.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.17 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.13 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.14 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Для электроснабжения поселка | | | |
| Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7776000 | 7776000 | 8640000 | 8640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 2,27 | 2,15 | 3,39 | 2,44 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 742608 | 741789 | 663840 | 800640 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 3,37 | 3,3 | 7,39 | 4,2 |
| NPV, млн.руб | 128,117 | 128,313 | 135,903 | 141 272 |
| IRR,%0 | 078 | 80 | 53 | 69 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.18 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МкГЭС в составе ГДСЭС |

### 5.7.2 Пос. Усть-Шушь. Вариант установки деривационной (рукавной) микроГЭС

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.19 – Расположение поселка Усть-Шушь на карте Курагинского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 95°48'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 8 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности рукавного типа. Мощность электростанции 50 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Ильинка, расположенное от с. Усть-Шушь на расстоянии 8 км. Есть возможность обеспечить электроснабжение соседних сел Тесь и Шалоболино.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |
| --- | --- |
|  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.20 – Модельный ряд энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | |

Особенностью устройства деривационной (рукавной) миниГЭС является проектирование и монтаж рукава (или канала), по которому передается энергия водного потока. Задача устройства рукава заключается в создании перепада высот, большего, чем в реальной реке.

Стоимость трубы (рукава) – 2 500 000 руб.

Согласно расчетам в 4.2.3 стоимость строительных работ существенно снижается относительно плотинного типа миниГЭС: требуется лишь устройство для забора водного потока в рукав.

Исключаем из рассмотрения два типоразмера энергоблоков мощностью по 30 кВт, как не соответствующие требуемой мощности.

Таблица 5.15 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 1 | 1 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 3750 000 | 2 500 000 |
| НДС (18%), руб. | 675 000 | 450 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 100 000 | 70 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 187 500 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 600 000 | 300 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 800 000 | 600 000 |
| Строительство заборного устройства ЗЗР, руб. | 75 000 | 50 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 750 000 | 350 000 |
| Стоимость рукава | 2 500 000 | 2 500 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 000 000 | 500 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители  энергии, ЗАБ | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 12 537 500 | 8 920 000 |

Таблица 5.16 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС *W*МГЭС, МВт∙ч. | 360 | 360 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 150 | 150 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,72 | 2,05 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 108000 | 108000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 40 | 40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 4320000 | 4320000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 3600 | 3600 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 248750 | 176400 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 3,66 | 3,11 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 380160 | 428400 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 8,24 | 5,2 |
| NPV, млн.руб | 27,760 | 8,92 |
| IRR,%0 | 31 | 37 |

### 5.7.3 Село Казыр (река Казыр)

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.21 – Расположение поселка Казыр на карте Курагинского района |

Географические координаты поселка Казыр: 53°41′15.69″С.Ш. 94°12′11.1″В.Д.

Среднегодовой расход воды: 765 м3/с, летом скорость течения 2 м/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 11 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется установка комбинированных гидродизельных систем на основе существующей ДЭС и каскада свободнопоточных микроГЭС.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| Smart Hydro Power 5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Рисунок 5.22 – Модельный ряд свободнопоточных микроГЭС, рассмотренных в ТЭО | |

Таблица 5.17 – Капитальные затраты на строительство микроГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Стоимость 1 МкГЭС ЦМкГЭС, руб. | 520 000 | 470 000 |
| Рекомендуемое количество МкГЭС *n*, шт. | 4 | 4 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 2 080 000 | 1 880 000 |
| НДС (18%), руб. | 374 400 | 338 400 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 20 800 | 20 800 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 104 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 250 000 | 70 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 15 000 | 15 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 0 | 0 |
| СМР ЗСМР, руб | 110 000 | 110 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 0 | 0 |
| Аренда спецтехники ЗСО, руб. | 80 000 | 80 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 50 000 | 50 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 3 084 200 | 2 565 200 |

Таблица 5.18 – Показатели экономической эффективности микроГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Общее потребление поселка, *W*общ, кВт∙ч | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Ежегодная выработка микроГЭС *W*МкГЭС, кВт∙ч. | 100 800 | 100 800 |
| Ежегодные издержки МкГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 30 | 30 |
| Себестоимость электроэнергии от МкГЭС СМкГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,04 | 1,7 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 30 240 | 30 240 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 50 | 50 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 1 512 000 | 1 512 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,575 | 0,575 |
| Удельная выработка МкЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 5040 | 5040 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 154210 | 128260 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 5,84 | 5,64 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 321753,2 | 328608 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,4 | 1,95 |
| NPV, млн.руб | 8,92 | 2,565 |
| IRR,%0 | 62 | 70 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.23 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МкГЭС в составе ГДСЭС |

### 5.7.4 Села Жаровск, Гуляевка (река Казыр)

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.24 – Расположение поселков Гуляевка и Жаровск на карте Курагинского района |

Географические координаты села Жаровск: 53°38'50"С.Ш. 93°53'38"В.Д.

Географические координаты села Гуляевка: 53°13'47"С.Ш. 93°46'54"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 765 м3/с, летом скорость течения 2 м/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 11 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется установка в двух селах одинаковых комбинированных гидродизельных систем на основе существующей ДЭС и каскада свободнопоточных микроГЭС.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| Smart Hydro Power 5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Рисунок 5.25 – Модельный ряд свободнопоточных микроГЭС, рассмотренных в ТЭО | |

Таблица 5.19 – Капитальные затраты на строительство каскада микроГЭС из микроГЭС различных моделей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Стоимость 1 МкГЭС ЦМкГЭС, руб. | 520 000 | 470 000 |
| Рекомендуемое количество МкГЭС *n*, шт. | 4 | 4 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 2 080 000 | 1 880 000 |
| НДС (18%), руб. | 374 400 | 338 400 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 20 800 | 20 800 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 104 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 250 000 | 70 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 15 000 | 15 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 0 | 0 |
| СМР ЗСМР, руб | 110 000 | 110 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 0 | 0 |
| Аренда спецтехники ЗСО, руб. | 80 000 | 80 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 50 000 | 50 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 3 084 200 | 2 565 200 |

Таблица 5.20 – Показатели экономической эффективности МкГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Общее потребление поселка, *W*общ, кВт∙ч | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Ежегодная выработка микроГЭС *W*МкГЭС, кВт∙ч. | 100 800 | 100 800 |
| Ежегодные издержки МкГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 30 | 30 |
| Себестоимость электроэнергии от МкГЭС СМкГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,04 | 1,7 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 30 240 | 30 240 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 50 | 50 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 1 512 000 | 1 512 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,575 | 0,575 |
| Удельная выработка МкЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 5040 | 5040 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 154210 | 128260 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 5,84 | 5,64 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 321753,2 | 328608 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,4 | 1,95 |
| NPV, млн.руб | 8,92 | 27,993 |
| IRR,%0 | 62 | 70 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.26 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МкГЭС в составе ГДСЭС |

Местами для установки свободопоточных микроГЭС являются села, расположенные на берегу реки Казыр с аналогичными гидроресурсами: Таяты, Малиновка, Тюхтят, Петропавловка, Черемшанка.

## 5.8. Мотыгинский район

### 5.8.1 Пос. Никольск. Река Тасеева

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.27 – Расположение поселка Никольск на карте Мотыгинского района |

Географические координаты поселка: 57°38'10"С.Ш. 94°52'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 4537 м3/с

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 18,2 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Чистяки, расположенное от с. Никольск на расстоянии 6 км и Машуковку (расстояние 15 км). Возможно построение рукавной микроГЭС мощностью 30 – 50 кВт.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.28 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.21 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.22 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Для электроснабжения поселка | | | |
| Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 48 | 48 | 48 | 48 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 10497600 | 10497600 | 11664000 | 116640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 4,02 | 4,0 | 5,18 | 4,22 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2199312 | 2156425 | 2246400 | 2413440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,14 | 1,13 | 2,18 | 1,39 |
| NPV, млн.руб | 313,292 | 313 489 | 341 653 | 347 022 |
| IRR,%0 | 158 | 161 | 98 | 134 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.29 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

### 5.8.2 Пос. Кандаки, р. Тасеева

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.30 – Расположение поселка Кандаки на карте Мотыгинского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 94°5'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 4537 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 18,2 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Первомайск, расположенное на правом берегу реки Тасеева и Слюдрудник (расстояние от с. Кандаки 10 км). Возможен вариант построения рукавной микроГЭС меньшей мощности (30 – 50 кВт).

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.17 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.23 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.24 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 324 | 324 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 648 | 648 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,49 | 1,46 | 2,48 | 1,85 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 48 | 48 | 48 | 48 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 9331200 | 9331200 | 10 368 000 | 10 368 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7 200 | 7 200 | 6 480 | 6 480 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111 331 | 110200 | 196 245 | 134 500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 4,02 | 4,0 | 5,18 | 4,22 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2199312 | 2156425 | 2246400 | 2413440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,14 | 1,13 | 2,18 | 1,39 |
| NPV, млн.руб | 313,292 | 313 489 | 341 653 | 347 022 |
| IRR,%0 | 158 | 161 | 98 | 134 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.31 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

## 5.9 Идринский район

### 5.9.1. Село Отрок. Река Сыда

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.32 – Расположение поселка Отрок на карте Идринского района |

Географические координаты поселка: 54°26'20"С.Ш. 92°34'50"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 179,9 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 15 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Козино, расположенное от с. Отрок на расстоянии 8 км. Возможна передача электроэнергии в с. Адриха (10 км).

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.33 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.25 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46 710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 5.26 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Для электроснабжения поселка | | | |
| Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от МГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 54 | 54 | 54 | 54 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 10497600 | 10497600 | 11664000 | 116640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 3,49 | 3,45 | 4,64 | 3,69 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1810512 | 1797650 | 1814400 | 1981440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,38 | 1,36 | 2,7 | 1,7 |
| NPV, млн.руб | 255,198 | 255,394 | 277,104 | 282,473 |
| IRR,%0 | 133 | 135 | 84 | 114 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.34 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

## 5.10 Ирбейский район

### 5.10.1. Село Агул. Река Агул

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.35 – Расположение поселка Агул на карте Ирбейского района |

Географические координаты поселка: 56°58'10"С.Ш. 95°48'10"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 1570 м3/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 15 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и ГЭС малой мощности плотинного типа. Мощность электростанции 90 – 100 кВт. Электростанция обеспечит электроэнергией село Стрелка, расположенное от с. Агул на расстоянии 9 км и с. Ильино-Посадское на расстоянии 6 км от с. Агул.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | http://www.energy-exhibition.com/Exhibition/Tema_pav3/Enerobvozist/Inset/LUGA.jpg |
| Hydro-еKIDS Type M, 50 кВт, Toshiba, Япония | Turgo Turbine. 30 кВт (Китай) | Turgo Turbine Generator. 30 кВт (Китай) | МГЭС- 50Пр (Россия, «ИНСЕТ») |
| Рисунок 5.36 – Модельный ряд малых ГЭС или энергоблоков, рассмотренных в ТЭО | | | |

Таблица 5.27 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 6245 000 | 13 450 000 |

Таблица 5.28 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Для электроснабжения поселка | | | |
| Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 48 | 48 | 48 | 48 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7776000 | 7776000 | 11664000 | 8640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 3,49 | 3,45 | 4,64 | 3,69 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1810512 | 1797650 | 1814400 | 1981440 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,38 | 1,36 | 2,7 | 1,7 |
| NPV, млн.руб | 255,198 | 255,394 | 277,104 | 282,473 |
| IRR,%0 | 133 | 135 | 84 | 114 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.37 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МГЭС в составе ГДСЭС |

## 5.11 Енисейский район

### 5.11.1 Село Маковское. Река Кеть.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.38 – Расположение поселка Маковское на карте Енисейского района |

Географические координаты села Маковское: 58°10'00"С.Ш. 90°52'56"В.Д.

Среднегодовой расход воды: 560,5 м3/с, летом скорость течения 2,3 м/с;

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 18,65 руб./кВт\*ч.

Рекомендуется установка комбинированной гидродизельной системы на основе существующей ДЭС и каскада свободнопоточных микроГЭС.

ТЭО произведено на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| Smart Hydro Power 5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Рисунок 5.39 – Модельный ряд свободнопоточных микроГЭС, рассмотренных в ТЭО | |

При расчете полагаем, что микроГЭС работает при открытой воде в течение 6 месяцев в году. Остальное время электроснабжение происходит от дизельной установки. микроГЭС установлена на дне реки (или понтоне) с возможностью поднятия на берег осенью с последующим опусканием в реку после ледохода.

Таблица 5.29 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Стоимость 1 МкГЭС ЦМкГЭС, руб. | 520 000 | 470 000 |
| Рекомендуемое количество МкГЭС *n*, шт. | 4 | 4 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 2 080 000 | 1 880 000 |
| НДС (18%), руб. | 374 400 | 338 400 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 20 800 | 20 800 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 104 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 250 000 | 70 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 15 000 | 15 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 0 | 0 |
| СМР ЗСМР, руб | 110 000 | 110 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 0 | 0 |
| Аренда спецтехники ЗСО, руб. | 80 000 | 80 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 50 000 | 50 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 3 084 200 | 2 565 200 |

Таблица 5.30 – Показатели экономической эффективности МкГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Общее потребление поселка, *W*общ, кВт∙ч | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Ежегодная выработка микроГЭС *W*МкГЭС, кВт∙ч. | 100 800 | 100 800 |
| Ежегодные издержки МкГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 30 | 30 |
| Себестоимость электроэнергии от МкГЭС СМкГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,04 | 1,7 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 30 240 | 30 240 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 50 | 50 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 1 512 000 | 1 512 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,575 | 0,575 |
| Удельная выработка МкЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 5040 | 5040 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 154210 | 128260 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 9,09 | 8,9 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 582014,4 | 593928 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,32 | 1,08 |
| NPV, млн.руб | 49,145 | 49,596. |
| IRR,%0 | 92 | 107 |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.40 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов МкГЭС в составе ГДСЭС |

## Выводы по разделу

1. Определены места для установки малых ГЭС плотинного типа, деривационных и свободнопоточных. Кроме указанных мест возможна установка малых ГЭС на реках региона, имеющих среднюю скорость водного потока не ниже 1,7 м/с или расход не ниже 100 м3/с. Количество таких мест в крае не менее пятисот. Учитывая потребность соседних регионов Сибири (Томской, Новосибирской, Иркутской областей, Алтайского, Хабаровского, Забайкальского краев, Республики Алтай) в альтернативной энергетике следует утверждать о потребности в несколько десятков тысяч микроГЭС.
2. Проводя анализ применимости рассмотренных энергоблоков, следует руководствоваться сроком окупаемости малых ГЭС, себестоимостью производимой электроэнергии, надежностью доставки в назначенный срок, способов получения запчастей, ремонтопригодностью оборудования, возможностью работы его в необслуживаемом режиме.
3. Из рассматриваемого ряда энергоблоков и микроГЭС следует остановиться на энергоблоках фирмы «ИНСЭТ» для малых ГЭС плотинного типа и деривационных, и разработки ПИ СФУ для микроГЭС свободнопоточного типа.
4. Графики окупаемости оборудования показывают, что для реальных тарифов, установленных в крае для дизельных электростанций, окупаемость большинства малых ГЭС составляет от 1 до 3 лет, что является хорошим показателем эффективности применения возобновляемой гидроэнергетики, с существенной экономией дизельного топлива и сохранением экологии региона.

# РАЗДЕЛ 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУЮ ПИЛОТНЫХ МГЭС

## 6.1 Введение

Технические предложения по строительству МГЭС на территории Красноярского края разработаны сотрудниками Сибирского федерального университета совместно с инициаторами проекта (инициативными группами).

Представители компании «ИНСЭТ» предлагают строительство пилотной миниГЭС плотинного типа на территории пос. Огур, Балахтинского района. Одновременно в Курагинском районе возможна реализация проекта строительства свободнопоточных микроГЭС в поселках Казыр, Гуляевка и Жаровск. В дальнейшем предлагается расширение сети МГЭС (плотинного типа, деривационных, свободопоточных) в населенных пунктах Абанского, Мотыгинского, Дзержинского, Ермаковского и др. энергодефицитных районах.

## 6.2 Строительство пилотной МГЭС для электроснабжения пос. Огур

### 6.2.1 Обоснование необходимости строительства МГЭС в пос. Огур

Пос. Огур расположен на юге Красноярского края в Балахтинском районе, на берегу реки Огур, впадающей в Красноярское водохранилище (рис. 6.1).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 6.1 – Расположение поселка Огур на карте Балахтинского района |

Характеристика района.

Балахтинский район является сельскохозяйственным районом края. Здесь развито животноводство (крупный рогатый скот и овцеводство), большие посевные площади заняты зерновыми и кормовыми культурами. Энергодефицитный район. Расположение реки Огур позволяет сравнительно небольшими средствами построить плотину, ограничивающую небольшое по площади водохранилище.

Как показывают предварительные расчеты (таблицы 6.1 и 6.2) расходы на строительство окупятся менее чем за два года. Расположение села в непосредственной близости от миниГЭС позволит существенно снизить затраты на передачу электроэнергии. Рельеф местности позволяет избежать подтопления села.

Таблица 6.1 – Капитальные затраты на строительство малой ГЭС из энергоблоков различных моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр  «ИНСЕТ» |
| Стоимость 1 МГЭУ ЦМГЭУ, руб. | 540000 | 519 000 | 3750 000 | 2 500 000 |
| Рекомендуемое количество МГЭУ *n*, шт. | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 1 620 000 | 1 557 000 | 7 500 000 | 5 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 296 000 | 280260 | 1 350 000 | 900 000 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 48 600 | 46710 | 150 000 | 100 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 81 000 | 77 850 | 375 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 405 000 | 389 250 | 1 200 000 | 750 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 405 000 | 389250 | 1 250 000 | 1 250 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 3 240 000 | 3 140 000 | 3 500 000 | 3 500 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 324 000 | 314 000 | 750 000 | 350 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 600 000 | 600 000 | 600 000 | 600 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 500 000 | 1 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 10 019 800 | 9794320 | 19 624 500 | 13 450 000 |

Таблица 6.2 – Показатели экономической эффективности МГЭС

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт∙ч | Turgo Turbine 30 | Turgo Turbine Generator 30 | Toshiba, Hydro-еKIDS 50 кВт | МикроГЭС-50Пр  «ИНСЕТ» |
| Ежегодная э/э выработка 1 энергоблоком *W*ЭБ, МВт∙ч. | 216 | 216 | 360 | 360 |
| Ежегодная выработка миниГЭС*W*МГЭС, МВт∙ч. | 648 | 648 | 720 | 720 |
| Ежегодные издержки МГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Себестоимость электроэнергии отМГЭС СМГЭС, руб./кВт∙ч. | 1,03 | 1,01 | 2,4 | 1,24 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 194400 | 194400 | 216000 | 216000 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7776000 | 7776000 | 8640000 | 8640000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 |
| Удельная выработка МГЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 7200 | 7200 | 7200 | 7200 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 111331 | 110200 | 134500 | 134500 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 4,38 | 4,32 | 5,75 | 4,69 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2023056 | 2023568 | 2050560 | 2203200 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 1,024 | 1,012 | 1,94 | 1,24 |

На территории поселка расположены пункты первичной переработки сельхозпродукции, жилые дома, объекты инфраструктуры.

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции (ДЭС).

Село Огур – один из наиболее перспективных поселков для строительства пилотной МГЭС по следующим причинам:

1. большой гидроэнергетический потенциал региона;
2. наличие энергодефицита;
3. наличие автодороги республиканского значения позволит доставить оборудование на место, а также привозить обслуживающий персонал и расходные материалы в течение всего года;
4. развитая инфраструктура в населенном пункте.

Разместить МГЭС предлагается на крутом спуске к Красноярскому водохранилищу, где при сравнительно невысокой плотине можно достичь высокой эффективности гидроагрегатов.

В результате анализа табл. 6.1 и 6.2 были исключены два образца энергоблоков Turgo Turbine и Turgo Turbine Generator, поскольку их мощность даже при применении трех энергоблоков остается меньше, чем двух типов, оставшихся для рассмотрения. Из энергоблоков фирм Toshiba и ИНСЕТ преимущество остается за последней и по себестоимости электроэнергии и срокам окупаемости проекта.

### 6.2.2 Конструктивное исполнение микроГЭС фирмы «ИНСЕТ»

Данный проект направлен на преобразование возобновляемой энергии воды в электроэнергию с целью существенного снижения себестоимости производства электроэнергии в удаленных населенных пунктах.

Из сравнения рассмотренных в ТЭО энергоблоков (таблицы 6.1, 6.2) выбраны энергоблоки фирмы «ИНСЕТ». При этом учитывались:

1. доступность и короткое время получения агрегатов;
2. возможности и быстрота замены, вышедших из строя узлов;
3. надежность работы в экстремальных условиях Сибири;
4. сроки окупаемости проекта (они ненамного более чем энергоблоки производства Китайских фирм);
5. приемлемая стоимость оборудования.

Гидроагрегаты для малых ГЭС фирмы «ИНСЕТ» предназначены для эксплуатации в широком диапазоне напоров и расходов с высокими энергетическими характеристиками.

МикроГЭС - надежные, экологически чистые, компактные, быстроокупаемые источники электроэнергии для деревень, хуторов, дачных поселков, фермерских хозяйств, а также мельниц, хлебопекарен, небольших производств в отдаленных горных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередач [76]. Строить такие линии сейчас и дольше и дороже, чем приобрести и установить микроГЭС.

В комплект поставки входят: энергоблок, водозаборное устройство и устройство автоматического регулирования.

У фирмы «ИНСЕТ» имеется успешный опыт эксплуатации оборудования на перепадах уже существующих плотин, каналов, систем водоснабжения, и водоотведения промышленных предприятий и объектов городского хозяйства, очистных сооружений, оросительных систем и питьевых водоводов.

Оборудование ИНСЭТ поставляется в сжатые сроки, имеет высокие технико-эксплуатационные показатели и доступные цены.

В комплект поставки гидроагрегата входят турбина, генератор и система автоматического управления. По желанию заказчика система управления может быть выполнена на базе программируемого контроллера, обеспечивающего возможность визуального контроля параметров гидроагрегата на экране компьютера.

### 6.2.3. Структурная схема МГЭС

Предлагается строительство миниГЭС на основе энергоблоков фирмы «ИНСЭТ» – МГЭС 50Пр. Основные элементы структурной схемы предлагаемой МГЭС представлены на рис. 6.3.

|  |
| --- |
| Энергоблок 2 50 Пр  Энергоблок 1 50 Пр  ТП 04/6 кВ  РУ МГЭС 0,4 кВ  РУ поселка 6 кВ  к потребителю  к ДЭС |
| Рисунок 6.3 – Структурная схема МГЭС пос. Огур |

В районе МГЭС предлагается установить повышающую трансформаторную подстанцию 0,4/6 кВ, повышающую напряжение с рабочего напряжения генераторов ВЭУ 0,4 кВ до 6 кВ. Для предотвращения аварийных режимов с отключением всех энергоблоков рекомендуется установка РУ с выключателями 0,4 кВ. От РУ напряжение передается на повышающий трансформатор 0,4/6 кВ. От повышающего трансформатора до населенного пункта тянется кабельная линия 6 кВ протяженностью 2-3 км до РУ ДЭС. Существующая ДЭС имеет рабочую шину 6 кВ. К данной шине подключается кабельная линия от РУ МГЭС.

Учитывая небольшое расстояние между МГЭС и потребителем (0,5 – 1 км) и достаточно малую протяженность села, возможно исключение трансформаторной подстанции из схемы распределения электроэнергии. Это позволит сэкономить 600 – 700 тысяч руб. Следует рассмотреть вариант установки двух рукавных МкГЭС по 50 кВт каждая, с раздельным электропитанием потребителей поселка. Поскольку длина рукавов, с учетом профиля местности, не превысят 50 – 80 м, стоимость установки снизится еще на 1 -1,5 млн. руб.

### 6.2.4 Режимы работы МГЭС

Электрическая энергия, полученная МГЭС, используется для полного или частичного покрытия собственной потребности производителя (собственные нужды), и подается полностью или частично в существующую сеть. Собственные нужды МГЭС: система возбуждения, гидравлика, АСУ ТП и другие сопутствующие узлы. Собственные нужды МГЭС могут составлять от 0,1 до 2% от вырабатываемой мощности. Оставшаяся мощность передается потребителю. Избыточную мощность МГЭС (например, в ночное время; при снижении нагрузки у потребителя) рекомендуется направлять в бойлерную (котельную), для подогрева воды системы отопления [77]. Такое техническое решение позволит повысить энергоэффективность МГЭС и сократить срок окупаемости.

|  |
| --- |
| **ДЭС**  ~ 380/220  ~ 380/220  **Датчики**  **АСУ ТП**  ДГ  **потребители**  **Энергоблок 1**  **Энергоблок 2**  ДГ  **ко**тельная |
| Рисунок 6.4 - Схема управления АСУ ТП |

МиниГЭС работает параллельно с дизельной электростанцией. Эксплуатация гидродизельной энергосистемы осуществляется с помощью АСУ ТП (рис. 6.4). Задача АСУ ТП оптимально распределить нагрузку между генераторами для достижения наибольшего экономического эффекта от внедрения МГЭС. Поскольку электроэнергия, выработанная МГЭС, в разы дешевле электроэнергии от ДЭС, задачей АСУ ТП является максимальная загрузка МГЭС без перерыва в электроснабжении. Также, АСУ ТП отвечает за пуск и останов дизельных генераторов (ДГ) и синхронизацию генерирующего оборудования. Фактически работа ДЭС в системе с МГЭС заключается лишь в подаче электроэнергии в пиковых режимах, в случае снижения энергии водного потока (январь - март), регламентных работах на энергоблоках и в аварийных режимах.

Благодаря АСУ ТП, эксплуатация гидродизельной энергосистемы осуществляется в автоматическом режиме. Задачей обслуживающего персонала является наблюдение за параметрами энергосистемы, решение нештатных ситуаций и ликвидация последствий аварийных режимов на станции.

АСУ ТП получает информацию от датчиков водного потока, потребителей и генерирующего оборудования в режиме реального времени. Приоритет в выработке электроэнергии отдается гидроагрегатам. При энергии потока близкой к расчетной электроэнергия вырабатывается только гидроагрегатами, но часть ДГ поддерживается в режиме горячего резерва. При уменьшении энергии водного потока АСУ ТП подключает к работе часть ДГ. При останове гидроаграгатов вся нагрузка ложится на ДГ. Избытки электрической энергии, вырабатываемые МГЭС, передаются на бойлерную местной котельной.

### 6.2.5 Проведение исследований. Инновационная деятельность

Проект внедрения гидроэнергетических установок в селе Огур сам по себе является инновацией в развитии энергетики России. На сегодняшний день не существует аналогичных действующих гидоэнергетических установок, работающих параллельно с дизельной станцией. Предлагаемая станция будет положительным прим ером экономии расхода углеводородов, снижения парникового эффекта в России и сможет привлечь к себе большое внимание специалистов энергетиков и общественности, а при распространении подобных проектов на другие районы Сибири и Дальнего Востока способствовать повышению комфорта жизни местного населения, развитию местных производств перерабатывающих дары тайги, сувенирной продукции, туризма. В конечном итоге это создаст рабочие места и привлечет в отдаленные районы страны трудоспособное население.

Процесс эксплуатации следует сопровождать многочисленными исследованиями, направленными на повышение эффективности производства электрической энергии. Полученный опыт послужит в дальнейшем в работе с аналогичными проектами.

Рекомендуется провести следующие исследования:

1. исследовать возможные режимы работы МГЭС и ДЭС при различных уровнях гидроэнергии, возможные переходные процессы, режимы работы в аварийных ситуациях;
2. анализ опыта эксплуатации МГЭС, поиск путей для оптимизации состава оборудования и повышения КПД системы;
3. исследование влияния внедрения МГЭС на экологическую и этнографическую составляющие региона.

Данные виды исследований могут производить исследовательские институты Красноярского края, в т.ч. и Сибирский федеральный университет.

### 6.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 6.1. Срок реализации проекта (производство, доставка и монтаж ВЭУ) составляет около 8-9 месяцев. После запуска, ветропарк начинает работать, выдавая электроэнергию в энергосистему поселка в автоматическом режиме.

Общая сумма проекта является ориентировочной и может быть уточнена инициаторами и исполнителями проекта в процессе проведения проектных работ и получения необходимых согласований.

Проект содержит ряд дополнительных затрат, направленных на организацию обслуживания гидроэнергетического предприятия. Эти затраты будут уточнены в процессе проектирования и заключения предварительных договоров. В эти затраты входит:

1. «летняя» и «зимняя» униформа, спецодежда для обслуживающего персонала;
2. инструмент для проведения строительно-монтажных работ и обслуживания ВЭУ;
3. автомобиль для доставки обслуживающего персонала и необходимого груза;
4. затраты на дизельное топливо, обслуживание автомобиля, аренда склада;
5. проживание обслуживающего персонала;
6. питание;
7. прочие расходы.

План финансирования состоит из следующих этапов:

1 этап – разработка проектной документации, получение всех согласований и права собственности на землю в месте строительства МГЭС. Ожидаемый объем затрат – около 15% от общей суммы проекта. Срок реализации от 6 месяцев до 1 года.

2 этап – авансовый платеж производителю на выпуск пилотной партии МГЭС. Ожидаемый объем затрат – около 35% от общей суммы проекта. Срок реализации от 8 месяцев до 1 года.

3 этап – доставка оборудования, строительство плотины или деривационного рукава, монтаж, пуск МГЭС. Ожидаемый объем затрат – около 50% от общей суммы проекта. Срок реализации от 1-3 месяца.

### 6.2.7 Логистика

Для доставки двух энергоблоков из г. Петербург до места установки в пос. Огур, потребуются три 5 тонных стандартных контейнера ориентировочной стоимостью 25 000 руб. каждый.

В 2 контейнерах упакованы 2 энергоблока, включающие турбину и генератор, в третьем контейнере – а системы управления и другое оборудование.

Маршрут следования следующий:

1. автовывоз контейнеров с оборудованием с заводов фирмы «ИНСЭТ» в г. Петербург;
2. железнодорожным транспортом до ст. Красноярск;
3. автовывоз от ст. Красноярск до места установки МГЭС.

Суммарные затраты на доставку составят около 75 000 руб. за комплект энергоблоков.

### 6.2.8 Технико-экономические показатели проекта

Данный расчет носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения ВЭУ. Все основные технико-экономические показатели взяты из параграфа 5.2.1 и приведены в таблице 6. 2

### 6.2.9 Проектные работы, лицензирование, сертификация

Проектные работы будет выполнять проектная организация, определенная, выбранная учредителями проекта.

Состав проектных работ:

1. изыскательские работы по гидроресурсам;
2. изыскательские геодезические работы по размещению;
3. разработка проектной документации;
4. экспертиза проекта;
5. согласование проекта с природоохранными и иными службами.

Общая стоимость проектных работ составит около 1,25 млн. руб. Данная сумма является ориентировочной и может быть уточнена проектными компаниями.

### 6.2.10 Обслуживание МГЭС

В процессе эксплуатации возникает необходимость обслуживания МГЭС. Обслуживающему персоналу необходимо следить за состоянием МГЭС в процессе эксплуатации, производить плановый и аварийный ремонты. Обслуживание ВЭУ осуществляется обученными специалистами.

Для обслуживания МГЭС, проведения плановых и аварийных ремонтов, по правилам электробезопасности требуется как минимум 2 специалиста – дежурных электромонтера. Данные специалисты могут совмещать работу на существующей ДЭС, а также могут работать независимо от существующей станции.

Плановые ремонты проводятся 2 раза в год. Учитывая климатические и гидрологические особенности населенного пункта рекомендуется проводить плановые ремонты в начале мая и конце сентября. В среднем, объем затрат составляет около 100 000 руб./год. Данная цифра приведена без учета затрат на доставку и хранение.

В процессе эксплуатации могут возникать непредвиденные ситуации, требующие вмешательства специалистов разного профиля и уровня подготовки. Также требуется поддержание работоспособности вспомогательного оборудования. Статья «дополнительные затраты» будет включать в себя:

1. расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
2. затраты на ремонт и обслуживание вспомогательного оборудования;
3. расходы на проживание персонала;
4. прочие расходы.

При первых проведенных расчетах предлагается определить данную статью расхода в размере 50 000 руб./год.

В процессе эксплуатации могут возникать аварийные ситуации, вызванные природными факторами или неправильными действиями персонала. На сегодняшний день не имеется опыта системной эксплуатации МГЭС в Сибирском регионе. Поэтому расчетный объем затрат на аварийные ремонты носит лишь предположительный оценочный характер. Представители завода-изготовителя предлагают определить затраты на непредвиденные и аварийные ремонты в размере 50 000 руб. в год.

Опыт строительства МГЭС в пос. Огур позволит получить более точные данные и в дальнейшем создать более точные экономические модели, определяющие технико-экономические показатели МГЭС Сибирского региона.

### 6.2.11 Взаимодействие с бизнес-структурами и другими предприятиями

В рамках указанного проекта по внедрению МГЭС в пос. Огур требуется взаимодействие со следующими бизнес структурами:

1. проектные организации;
2. строительные компании, возводящие плотину или деривационный рукав;
3. завод-изготовитель комплектных трансформаторных подстанций;
4. завод-изготовитель кабельных линий;
5. вузы и исследовательские институты для проведения дополнительных исследований и внедрения инноваций.

### 6.2.12 Экология

Экологический ущерб от гидроэнергетики неизмеримо меньше ущерба от использования ископаемых видов топлива для получения энергии.

Процесс сжигания дизельного топлива оказывает существенное влияние на окружающую природную среду – атмосферный воздух, водный бассейн и почву, причем выбросы в атмосферу являются главной экологической проблемой, поскольку качество атмосферного воздуха – важнейший фактор, влияющий на здоровье, санитарную и эпидемиологическую ситуацию.

В некоторых случаях строительство гидроэлектростанции может привести к разрушению хрупких экосистем. Информацию относительно мест обитания охраняемых видов флоры и фауны можно получить от местных организаций, выдающих разрешения на строительство, а также от организаций по охране окружающей среды (будет учитываться при разработке проекта).

## 6.3 Строительство МкГЭС для электроснабжения пос. Казыр, Жаровск, Гуляевка

Строительство МГЭС в поселках Курагинского района перспективно поскольку по берегам реки Казыр расположены свыше десятка сел, в большинстве которых отсутствует постоянное электроснабжение при достаточно высоком гидропотенциале реки. Организовать доставку оборудования и персонала в данные населенные пункты возможно в течение всего года. Установка свободнопоточных микроГЭС не требует перегораживания реки плотиной или устройства рукава, т. е. является абсолютно экологичной. Медленно вращающаяся ортогональная турбина не травмирует рыбу и основную массу живых организмов в реке. Монтажные работы занимают достаточно короткое время – 4 -5 часов, поскольку на место установки привозят готовое серийно выпускаемое изделие.

### 6.3.1 Обоснование необходимости строительства МкГЭС в пос. Жаровск и Гуляевка

Поселки Жаровск и Гуляевка расположены на берегу реки Казыр. Таких сел на р. Казыр более десятка и все они являются энергодефицитными.

|  |
| --- |
| Масштаб 1:500000 (в 1 см 5 км) |
| Рисунок 6.5 – Расположение сел Казыр, Жаровск, Гуляевка на карте Курагинского района Красноярского края |

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции (ДЭС). Отпускная цена на электрическую энергию –18,15 руб. кВт\*ч (по данным на начало 2013 года).

Предлагается установка каскада микроГЭС из 4 установок мощностью 5 кВт каждая. Данные ВЭУ рекомендуется разместить в непосредственной близости поселка для работы на общую сеть поселка в 0,4 кВ. Это сэкономит средства на строительство трансформаторной подстанции. Из двух взятых для анализа микроГЭС предпочтение отдано микроГЭС разработки ПИ СФУпо ряду причин. МикроГЭС ПИ СФУ проектируется на скорость течения реки от 1, 7 м/с, а микроГЭС Smart Hydro Power на скорость водного потока от 2,5 м/с. Водные потоки с такой скоростью трудно найти в Сибирском регионе. Себестоимость электроэнергии и самой микроГЭС и в комбинированной системе, как и срок окупаемости отечественной микроГЭС ниже, чем Smart Hydro Power. Стадия освоения выше у отечественной разработки.

Структурная схема автономной локальной системы электроснабжения (АСЭС) на базе микроГЭС приведена на рисунке 6.6.

Течение воды со скоростью **υ** приводит в движение ортогональную турбину (ОТ). Турбина жестко соединена с валом торцевого синхронного генератора с постоянными магнитами (ТСГ) и вращает его вал с угловой частотой. Генератор вырабатывает трехфазное электрическое напряжение *Uk*, где *k* = А, B, C. Балластная нагрузка представляет собой автоматическое устройство, регулирующее трехфазное напряжение и частоту ***f*** в АСЭС. Линия электропередач (ЛЭП) предназначена для передачи электроэнергии от генератора на динамическую нагрузку в виде асинхронного двигателя (АД) и статическую комплексную нагрузку (СКН).

|  |
| --- |
| ОТ  ТСГ  БН  ЛЭП  СКН  υ  ω  *Uk*, *Ik*, *f*  *IБk*  *IДk*  *U*Н*k*, *I*Н*k*  АДД |
| Рисунок 6.6 – Структурная схема автономной локальной системы электроснабжения: ОТ – ортогональная турбина; ТСГ – торцевой синхронный генератор; БН – балластная нагрузка; ЛЭП – линия электропередач; АД – асинхронный двигатель; СКН – статическая комплексная нагрузка. |

Особенностью рассматриваемой системы электроснабжения является соизмеримость (а зачастую равенство) мощности источника и потребителя. Балластная нагрузка может быть использована для преобразования электрической энергии в тепловую (нагрев воды или помещений). В связи с малой генерируемой мощностью микроГЭС (до 20 кВт) и с целью удешевления АСЭС в целом, установка силовых трансформаторов (для снижения потерь напряжения и мощности в линии электропередач) на этапе настоящего проекта не рассматривается. В качестве динамической нагрузки в структурной схеме рассматривается асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, так как этот тип двигателя наиболее распространен и имеет максимальные пусковые токи относительно других типов двигателей. При небольшом количестве потребителей электрической энергии малой мощности сложно обеспечить симметричный режим токов и напряжений в трехфазной электрической сети, поэтому статическая комплексная нагрузка в общем случае несимметрична по фазам.

### 6.3.2 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 6.3. При расчетах курс евро принимался равным 40 руб. за 1 евро. Срок реализации проекта (производство, доставка и монтаж МкГЭС) составляет около 8-9 месяцев. После запуска, МкГЭС начинает работать, выдавая электроэнергию в энергосистему поселка в автоматическом режиме.

Таблица 6.3 – Капитальные затраты на строительство свободнопоточной микроГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство МГЭС К, руб. | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Стоимость 1 МкГЭС ЦМкГЭС, руб. | 520 000 | 470 000 |
| Рекомендуемое количество МкГЭС *n*, шт. | 4 | 4 |
| Стоимость МГЭС ЦМГЭС, руб. | 2 080 000 | 1 880 000 |
| НДС (18%), руб. | 374 400 | 338 400 |
| Страховка ЗСТР1, руб | 20 800 | 20 800 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб | 104 000 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 250 000 | 70 000 |
| Проект ЗПР МГЭС, руб. | 15 000 | 15 000 |
| Строительство плотины ЗЗР, руб. | 0 | 0 |
| СМР ЗСМР, руб | 110 000 | 110 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 0 | 0 |
| Аренда спецтехники ЗСО, руб. | 80 000 | 80 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 50 000 | 50 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ | - | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 3 084 200 | 2 565 200 |

Общая сумма проекта является ориентировочной и может быть уточнена инициаторами и исполнителями проекта в процессе проведения проектных работ и получения необходимых согласований.

Проект содержит ряд дополнительных затрат, направленных на организацию обслуживания гидроэнергетической установки. Эти затраты будут уточнены в процессе проектирования и заключения предварительных договоров. В эти затраты входит:

«летняя» и «зимняя» униформа, спецодежда для обслуживающего персонала;

1. инструмент для проведения строительно-монтажных работ и обслуживания ВЭУ;
2. автомобиль Урал-325512 для доставки обслуживающего персонала и необходимого груза до места установки МкГЭС;
3. затраты на дизельное топливо и обслуживание автомобиля;
4. проживание обслуживающего персонала;
5. питание;
6. прочие расходы.

План финансирования состоит из следующих этапов:

1 этап – разработка проектной документации, получение всех согласований. Ожидаемый объем затрат – около 15% от общей суммы проекта. Срок реализации от 3 до 6месяцев.

2 этап – авансовый платеж производителю на выпуск пилотной партии свободнопоточных МкГЭС. Ожидаемый объем затрат – около 65% от общей суммы проекта. Срок реализации от 5 до 8месяцев.

3 этап – доставка оборудования, монтаж, пуск МкГЭС. Ожидаемый объем затрат – около 20% от общей суммы проекта. Срок реализации от 1-3 месяца.

### 6.3.3 Технико-экономические показатели проекта

Данный расчет носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения МкГЭС. Все основные технико-экономические показатели взяты из параграфа 5.2.1 и приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Показатели экономической эффективности МкГЭС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Общее потребление поселка, *W*общ, кВт∙ч | Smart Hydro Power  5 кВт | МикроГЭС 5 кВт, разработки ПИ СФУ |
| Ежегодная выработка микроГЭС *W*МкГЭС, кВт∙ч. | 100 800 | 100 800 |
| Ежегодные издержки МкГЭС ИЭК, тыс.руб./год | 30 | 30 |
| Себестоимость электроэнергии от МкГЭС СМкГЭС, руб./кВт∙ч. | 2,04 | 1,7 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 30 240 | 30 240 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 50 | 50 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 1 512 000 | 1 512 000 |
| Коэффициент использования установленной мощности МГЭСК*У*, о.е. | 0,575 | 0,575 |
| Удельная выработка МкЭС *W*уд, кВт∙ч/кВт. | 5040 | 5040 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 154210 | 128260 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт∙ч | 5,84 | 5,64 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 321753,2 | 328608 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,4 | 1,95 |

Развитие сети МкГЭС в различных населенных пунктах одного из районов Красноярского края (например, в Курагинском районе) в итоге позволит снизить затраты на обслуживание МкГЭС, т.к. одна и та же команда специалистов сможет обслуживать сразу несколько поселков.

Окончательный выбор варианта микроГЭС остается за потребителем. В таблицах 6.3 и 6.4 приведены сравнительные данные двух вариантов микроГЭС. Оба варианта находятся примерно на одинаковой стадии подготовки промышленного производства. Но по данным таблиц 6.3 и 6.4 преимущество остается за вариантом МкГЭС разработки ПИ СФУ и по общим затратам на строительство, и по времени выполнения проекта, и по стоимости электроэнергии, и по срокам окупаемости. Река Казыр может явиться своеобразным демонстрационным парком действующих свободнопоточных микроГЭС. Подготовка промышленного производства таких энергоустановок готовится на Красноярском научно-производственном предприятии «НПП «Радиосвязь».

### 6.3.4 Обоснование необходимости установки микроГЭС в г. Красноярске на о. Татышев

Остров Татышев является одним из любимых мест отдыха красноярцев. Здесь расположены ( и проектируются новые) спортивные сооружения и развлекательные аттракционы. Для освещения острова требуются большие мощности электроснабжения. Расположение острова на реке Енисей, обладающей солидными запасами гидроэнергии и незамерзающей круглый год, позволяет достаточно экономично решить вопрос электроснабжения острова. Скорость реки возле острова составляет от 1,7 до 2,2 м/с, что достаточно для устойчивой работы свободнопоточной микроГЭС разработки ПИ СФУ в течение всего года. Здесь возможна установка каскада таких микроГЭС мощностью до 20 и более кВт.

Данные МкГЭС рекомендуется разместить в непосредственной близости от объектов острова для работы на общую сеть поселка в 0,4 кВ. возможен вариант совместной работы микроГЭС с дизельными электростанциями или параллельно с энергосистемой.

Технико-экономические показатели проекта аналогичны, представленным в таблицах 6.3 и 6.4. Учитывая возможную круглогодичную работу микроГЭС, технико-экономические показатели окажутся выше. Установка МкГЭС в городе явится хорошей рекламой для расширения применяемости возобновляемых источников энергии.

## Выводы к третьему тому

Произведен анализ гидроэнергетического потенциала Красноярского края. Наибольшим гидроэнергетическим потенциалом обладает территория края, прилегающая к рекам Ангаро-Еенисейского бассейна, конкретно реки Кан, Туба, Казыр, Кизир, Абан, Тасеева и некоторые другие в центральной и южной части края. Большая часть территории этих районов является энергодефицитной и получает электроэнергию от ДЭС. С точки зрения гидроэнергетического потенциала и энергодефицита перспективными к строительству малых гидроэлектростанций являются населенные пункты районов: Абанского, Дзержинского, Курагинского, Мотыгинского, Ирбейского, Балахтинского.

В зависимости от необходимого уровня энергопотребления населенных пунктов, гидрологических и энергетических возможностей соответствующих рек определены типы малых гидроэлектростанций, их мощности, объемы вырабатываемой электроэнергии, возможность и необходимость совместной работы с дизельными электростанциями. Рассмотрены структурные схемы совместной работы малых ГЭС и дизельных электростанций. Показано, что для большинства рек Красноярского края наиболее востребованными являются низконапорные гидростанции мощностью 50 – 100 кВт плотинного и деривационного типа. В ряде мест достаточно эффективными явятся свободнопоточные микроГЭС

Произведен анализ технологий мировых и Российских производителей генерирующих мощностей и микроГЭС. Отобраны для дальнейшего анализа энергоблоки малых ГЭС зарубежных производителей Turgo Turbine (Китай), Toshiba, Hydro-еKIDS(Япония); отечественных производителей МикроГЭС-50Пр фирмы «ИНСЭТ». Для водотоков малой мощности, а также для мест, где нерационально производство работ по изменению русла реки, определены свободнопоточные микроГЭС Smart Hydro Power (Германия), и разработка ПИ СФУ – свободнопоточная микроГЭС мощностью 5 кВт.

На основе полиноминальной аппроксимации разработана модель расчета стоимости деривационного рукава, низконапорной плотины, учитывающая обобщенные данные о специфических изделиях и видах работ, характерных для всех трех типов мини и микроГЭС. Разработана математическая модель определения технико-экономических характеристик МГЭС в условиях гидроэнергетического потенциала конкретного населенного пункта. Произведен расчет технико-экономических показателей МГЭС различных производителей в составе гидродизельных комплексов с существующими ДЭС в 12 перспективных населенных пунктах центральных и южных районов Красноярского края. Рекомендуемая установленная мощность МГЭС – 50 – 100 кВт, что позволит ежегодно вырабатывать около 720 МВт\*ч в год электрической энергии. Строительство каждой малой ГЭС позволит сократить объем завозимого дизельного топлива («северного завоза») на 216 тонн в год.

В рамках данной работы представлен аванпроект строительства МГЭСв поселке Огур Балахтинского района. В качестве пилотного этот проект, выбран по следующим причинам:

- поселок расположен недалеко от Красноярского водохранилища, короткий крутой склон, по которому течет река Огур в море позволит построить плотину с наименьшими затратами (на реке есть остатки трех плотин, построенных ранее для мелльниц), а само водохранилище реки затопит незначительные площади неиспользуемых земель;

-достаточный гидропотенциал реки позволит электрифицировать поселок Огур и его малые предприятия по первичной переработке сельхозпродукции, что создаст новые рабочие места.

Вторым проектом предусмотрена установка микроГЭС на о. Татышев, позволившая сэкономить средства на электроосвещение спортивных сооружений. Этот проект можно использовать в качестве демонстрационной зоны, так как он находится в центре города, может иметь хорошую посещаемость.

Аналогичные микроГЭС могут составить каскад на реке Казыр для электроснабжения поселков, расположенных по берегу реки в Курагинском районе.

Использование средств малой гидроэнергетики, рассмотренных в проекте, позволят создать новые генерирующие мощности в крае свыше 1 МВт с общей выработкой около 7000 МВт∙час электроэнергии в год, сократив годовой расход дизельного топлива свыше 2 000 т, уменьшив нагрузку на экологию региона.

# Список литературы

1. [Электронный ресурс] URL: [*http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9\_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9*](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9) (дата обращения: 20.02.2013)
2. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.nrk.cross-ipk.ru/body/pie/body/6/climate/geo.htm*](http://www.nrk.cross-ipk.ru/body/pie/body/6/climate/geo.htm)(дата обращения: 17.02.2013)
3. [Электронный ресурс] URL: [*http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D1%84%D0%B8%D1%8F\_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE\_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F*](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D1%84%D0%B8%D1%8F_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%8F)(дата обращения: 21.02.2013)
4. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.vostok-sibir.ru/tajmyr.html*](http://www.vostok-sibir.ru/tajmyr.html)(дата обращения: 20.02.2013)
5. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.russian-travels.ru/?p=296*](http://www.russian-travels.ru/?p=296)(дата обращения: 20.02.2013)
6. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.vostok-sibir.ru/evenkiya/252-priroda-evenkii.html*](http://www.vostok-sibir.ru/evenkiya/252-priroda-evenkii.html) (дата обращения: 18.02.2013)
7. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.vostok-sibir.ru/minusinskaya-kotlovina.html*](http://www.vostok-sibir.ru/minusinskaya-kotlovina.html) (дата обращения: 18.02.2013)
8. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.krskstate.ru/krasnoyarskkray/about*](http://www.krskstate.ru/krasnoyarskkray/about) (дата обращения: 17.02.2013)
9. Руководство по специализированному обслуживанию экономики климатической информацией, продукцией и услугами/Под редакцией д-ра геогр. наук, профессора Н.В. Кобышевой. – СПб., 2008. – 33С.
10. [Электронный ресурс] URL: [*http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_kra.shtml*](http://thermo.karelia.ru/weather/w_precips_ru_kra.shtml) (дата обращения: 20.02.2013)
11. [Электронный ресурс] URL: [*http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_mns.shtm*](http://thermo.karelia.ru/weather/w_precips_ru_mns.shtm) (дата обращения: 20.02.2013)
12. [Электронный ресурс] URL: [*http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_eni.shtml*](http://thermo.karelia.ru/weather/w_precips_ru_eni.shtml) (дата обращения: 20.02.2013)
13. [Электронный ресурс] URL: [*http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_bog.shtml*](http://thermo.karelia.ru/weather/w_precips_ru_bog.shtml) (дата обращения: 20.02.2013)
14. [Электронный ресурс] URL: [*http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_van.shtml*](http://thermo.karelia.ru/weather/w_precips_ru_van.shtml) (дата обращения: 20.02.2013)
15. [Электронный ресурс] URL: *http://thermo.karelia.ru/weather/w\_precips\_ru\_tur.shtml* (дата обращения: 20.02.2013)
16. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»; СН 353-66 «Указания по проектированию населённых мест, предприятий, зданий и сооружений в Северной строительно-климатической зоне»
17. **Опыт проектирования и строительства водопропускных труб в северной строительно-климатической зоне** [Электронный ресурс] URL:

[*edu.dvgups./METDOC/ITS/MOST\_TON/OSOB\_PRO/METOD/UP/frame/1.htm*](http://edu.dvgups./METDOC/ITS/MOST_TON/OSOB_PRO/METOD/UP/frame/1.htm) (дата обращения: 17.02.2013)

1. СНиП 2.01.14-83 «Определение расчетных гидрологических характеристик» . – М .: Госстандарт, 1983, 48 с.
2. ГОСТ 17.1.1.02-77 Охрана природы. Гидросфера. Классификация водных объектов. – М .: Госстандарт, 1977, 34 с.
3. Материалы к государственному докладу о состоянии и использовании водных ресурсов Алтайского края в 2003 году. – Барнаул: Изд-во «Алтайна», 2004. – 112 с.
4. *Altai* *Tourist* [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*altai*-*tourist*.*ru*/*altai*/*region*](http://www.altai-tourist.ru/altai/region) (дата обращения: 22.02.2013);
5. Автотур [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*avtotour*.*ru*/*altai*/*sights*/*katun*-*river*.*htm*](http://www.avtotour.ru/altai/sights/katun-river.htm) (дата обращения: 22.02.2013)*;*
6. Горный.*Ru* [Электронный ресурс] URL: [*http*://*mountainaltai*.*ru*/*category*/*reki*\_*hornogo*\_*altaya*/*reka*\_*bashkaus*.*html*](http://mountainaltai.ru/category/reki_hornogo_altaya/reka_bashkaus.html) (дата обращения: 22.02.2013);
7. БСЭ [Электронный ресурс] URL: [*http*://*slovari*.*yandex*.*ru*/*dict*/*bse*/*article*/00052/69400.*html*](http://slovari.yandex.ru/dict/bse/article/00052/69400.html) (дата обращения: 20.02.2013)
8. Среднесибирское межрегиональное территориальное управление Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды [Электронный ресурс] URL: [*http*://*meteo*.*krasnoyarsk*.*ru*/](http://meteo.krasnoyarsk.ru/) (дата обращения: 20.02.2013)
9. Большая советская энциклопедия [Электронный ресурс] URL: [*http*://*bse*.*sci*-*lib*.*com*/*article*037454.*html*](http://bse.sci-lib.com/article037454.html) (дата обращения: 20.02.2013)
10. К. Г. Тихоцкий. БСЭ [Электронный ресурс] URL:

[*http*://*slovari*.*yandex*.*ru*/*dict*/*bse*/*article*/00060/46500.*htm*](http://slovari.yandex.ru/dict/bse/article/00060/46500.htm) (дата обращения: 20.02.2013)

1. БСЭ [Электронный ресурс] URL: [*http*://*slovari*.*yandex*.*ru*/*dict*/*bse*/*article*/00089/98800.*htm*?*text*=%*D*0%*A*7%*D*1%83%*D*0%*BB*%*D*1%8*B*%*D*0%*BC*&*encid*=*bse*&*stpar*3=1.2](http://slovari.yandex.ru/dict/bse/article/00089/98800.htm?text=%D0%A7%D1%83%D0%BB%D1%8B%D0%BC&encid=bse&stpar3=1.2) (дата обращения: 20.02.2013)
2. [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*webgeo*.*ru*/*geonames*.*php*?*r*=158&*id*=10352](http://www.webgeo.ru/geonames.php?r=158&id=10352) (дата обращения: 20.02.2013)
3. Водные ресурсы Красноярского края: Статистический отчет администрации Красноярского края; 2004г.
4. СНиП 2.01.14-83 «Определение расчетных гидрологических характеристик». – М.: Государственный комитет по делам строительства, 1985
5. Государственная наблюдательная сеть Среднесибирского УГМС [Электронный ресурс] URL: [*http*://*meteo*.*krasnoyarsk*.*ru*/СреднесибирскоеУГМС/Наблюдательнаясеть/*tabid*/221/*Default*.*aspx*/](http://meteo.krasnoyarsk.ru/СреднесибирскоеУГМС/Наблюдательнаясеть/tabid/221/Default.aspx/) (дата обращения: 15.02.2013)
6. Куликова Л.В. Основы использования возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс] URL: [*http*://*ecoclub*.*nsu*.*ru*/*altenergy*/*common*/*common*2\_1\_2.*shtm*](http://ecoclub.nsu.ru/altenergy/common/common2_1_2.shtm) (дата обращения: 17.02.2013)
7. [Электронный ресурс] URL: [*http*://*fishhuntr*.*ru*/*rybalka*/*splav*/*fishing*\_*erachmo*.*html*](http://fishhuntr.ru/rybalka/splav/fishing_erachmo.html) (дата обращения: 20.03.2013);
8. [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*rusadventures*.*ru*/*offers*/6781.*aspx* /](http://www.rusadventures.ru/offers/6781.aspx%20/) (дата обращения: 22.02.2013)
9. Официальный сайт Абанского района [Электронный ресурс] URL: [*http://abannet.ru/*](http://abannet.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
10. Официальный сайт Ачинского района [Электронный ресурс] URL: [*http://ach-rajon.ru/*](http://ach-rajon.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
11. Официальный сайт Балахтинского района [Электронный ресурс] URL: [*http://balahta.ru/*](http://balahta.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
12. Официальный сайт Березовского района [Электронный ресурс] URL: [*http://berezovo.ru/*](http://berezovo.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
13. Официальный сайт Бирилюсского района [Электронный ресурс] URL: [*http://birilussy.ru/*](http://birilussy.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
14. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.territory.newslab.ru/territory/652*](http://www.territory.newslab.ru/territory/652) (дата обращения: 14.02.2013)
15. [Электронный ресурс] URL: [*http://territory.newslab.ru/territory/653*](http://territory.newslab.ru/territory/653) (дата обращения: 14.02.2013)
16. Официальный сайт Большемуртинского района [Электронный ресурс] URL: [*http://www.bmurta.ru/region/bolshemurtinskiy/*](http://www.bmurta.ru/region/bolshemurtinskiy/) (дата обращения: 14.02.2013)
17. Официальный сайт Большеулйского района [Электронный ресурс] URL: [*http://buluy.achim.ru/*](http://buluy.achim.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
18. [Электронный ресурс] URL: [*http://territory.newslab.ru/territory/656*](http://territory.newslab.ru/territory/656) (дата обращения: 14.02.2013)
19. Официальный сайт Емельяновского района [Электронный ресурс] URL: [*http://emelyanovo.ru/index.php?id=1050*](http://emelyanovo.ru/index.php?id=1050) (дата обращения: 14.02.2013)
20. Официальный сайт Енисейского района [Электронный ресурс] URL: [*http://enadm.ru/index.php?option=com\_content&view=article&id=55&Itemid=67*](http://enadm.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=55&Itemid=67) (дата обращения: 14.02.2013)
21. [Электронный ресурс] URL: [*http://ru.wikipedia.org/wiki/%C5%F0%EC%E0%EA%EE%E2%F1%EA%E8%E9\_%F0%E0%E9%EE%ED*](http://ru.wikipedia.org/wiki/%C5%F0%EC%E0%EA%EE%E2%F1%EA%E8%E9_%F0%E0%E9%EE%ED) (дата обращения: 14.02.2013)
22. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.territory.newslab.ru/territory/660*](http://www.territory.newslab.ru/territory/660) (дата обращения: 14.02.2013)
23. [Электронный ресурс] URL: [*http://krskstate.ru/msu/terdel/0/doc/18*](http://krskstate.ru/msu/terdel/0/doc/18) (дата обращения: 14.02.2013)
24. Официальный сайт Ирбейского района [Электронный ресурс] URL: [*http://irbey.ru/*](http://irbey.ru/) (дата обращения: 14.02.2013)
25. [Электронный ресурс] URL: [*http://territory.newslab.ru/territory/663*](http://territory.newslab.ru/territory/663) (дата обращения: 15.02.2013)
26. Официальный сайт Канского района [Электронный ресурс] URL: [*http://kanskadm.ru/page.php?razdel=1&id\_page=1&id\_blok=1&id\_level\_1=0&id\_level\_2=0&id\_level\_3=0&id\_level\_4=0&id\_level\_5=0&id\_level\_6=0&id\_level\_7=0*](http://kanskadm.ru/page.php?razdel=1&id_page=1&id_blok=1&id_level_1=0&id_level_2=0&id_level_3=0&id_level_4=0&id_level_5=0&id_level_6=0&id_level_7=0) (дата обращения: 15.02.2013)
27. Официальный сайт Каратузского района [Электронный ресурс] URL: [*http://karatuzraion.ru/*](http://karatuzraion.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
28. Официальный сайт Кежемского района [Электронный ресурс] URL: [*http://kezhemskiy.ru/about\_region/index.html*](http://kezhemskiy.ru/about_region/index.html) (дата обращения: 15.02.2013)
29. [Электронный ресурс] URL: [*http://territory.newslab.ru/territory/667*](http://territory.newslab.ru/territory/667) (дата обращения: 15.02.2013)
30. Официальный сайт Краснотуранского района [Электронный ресурс] URL: [*http://ktr24.ru/*](http://ktr24.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
31. Официальный сайт Курагинского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*kuragino*-*krsn*.*ru*/](http://www.kuragino-krsn.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
32. Официальный сайт Манского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*manaadm*.*ru*/?*cat*=1](http://manaadm.ru/?cat=1) (дата обращения: 15.02.2013)
33. Официальный сайт Минусинского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*amr*24.*ru*/?*mode*=*show*&*id*=1](http://www.amr24.ru/?mode=show&id=1) (дата обращения: 15.02.2013)
34. Официальный сайт Мотыгинского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*motadm*.*ru*/*in*/*md*/*main*](http://motadm.ru/in/md/main) (дата обращения: 15.02.2013)
35. Официальный сайт Назаровского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*nazarowo*.*ru*/*rayon*\_*spravka*.*html*](http://nazarowo.ru/rayon_spravka.html) (дата обращения: 15.02.2013)
36. Официальный сайт Нижнеигашинского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*ingash*-*admin*.*ru*/](http://www.ingash-admin.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
37. Официальный сайт Новоселовского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*nov*-*krs*.*ru*/](http://nov-krs.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
38. Официальный сайт Партизанского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*rayon*.*partizansky*.*ru*/](http://rayon.partizansky.ru/) (дата обращения: 15.02.2013)
39. Официальный сайт Пировского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*piradm*.*ru*/](http://www.piradm.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
40. Официальный сайт Рыбинского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*admrmr*.*ru*/](http://www.admrmr.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
41. Официальный сайт Саянского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*adm*-*sayany*.*ru*/](http://adm-sayany.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
42. Официальный сайт Сухобузимского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*suhobuzimo*.*ru*/](http://suhobuzimo.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
43. Официальный сайт Тасеевского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*adm*.*taseevo*.*ru*/](http://adm.taseevo.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
44. Официальный сайт Тюхтетского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*tuhtet*-*adm*.*ucoz*.*ru*/](http://tuhtet-adm.ucoz.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
45. Официальный сайт Ужурского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*rsuzhur*.*ru*/](http://rsuzhur.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
46. Официальный сайт Уярского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*admuyarsky*.*ru*/](http://admuyarsky.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
47. Официальный сайт Шарыповского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*shr*24.*ru*/](http://shr24.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
48. Официальный сайт Шушенского района [Электронный ресурс] URL: [*http*://*www*.*arshush*.*ru*/](http://www.arshush.ru/) (дата обращения: 16.02.2013)
49. Лукутин, Б.В., Суржикова, О.А, Шандорова, Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография. // М.: Энергоатомиздат. – 2008. – 231 с.
50. Безруких, П.П. [и др.] Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких // СПб.: Наука. – 2002. – 314 с.
51. Данченко А. М., Кадастр возможностей / Под ред. Б.В. Лукутина// А. М. анченко, Г.О. Задде, В. А. Земцов, Б. В. Лукутин и др. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.
52. Меновщиков Ю. А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие /Ю.А. Меновщиков, Л.В. Куликова; Алт. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. Новосиб. гос. аграр. ун-т. – Новосибирск, 2007. – 356 с.
53. ГОСТ Р 51238-98 Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения Источник [Электронный ресурс] URL:: [*http://www.gosthelp.ru/gost/gost9040.html*](http://www.gosthelp.ru/gost/gost9040.html) (дата обращения: 20.03.2013)
54. Тросовая гирляндная ГЭС/ИНТЕРЭНЕРГО [Электронный ресурс] URL: [*http://ieport.ru/10285-mini-gyes-svoimi-rukami.html*](http://ieport.ru/10285-mini-gyes-svoimi-rukami.html) (дата обращения: 06.01.2013).
55. Бляшко, Я.И., Опыт МНТО ИНСЭТ по созданию и эксплуатации Оборудования для микро- и малых ГЭС, периодический научно-технический журнал «Малая энергетика» № 1, 2004
56. Спирин, Е.А., Головин М.П. Перспективы использования малой гидроэнергетики в сибирском регионе ./ Е.А. Спирин, М.П. Головин// Вестник СибГАУ.: Красноярск – 2010, с .179 –184.
57. Малик, Л.К. Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках, периодический научно-технический журнал «Малая энергетика» № 1, 2004
58. Search Database Eurostat: Центральная база данных сбора статистических данных Евростат / European Commission. Доступ в сети интернет свободный. URL http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search\_database (дата обращения 03.05.2013). – Яз. англ, нем.
59. Матиас Браке (Matthias Brake). Гидроэнергия для Японии: статья–отчет об исследованиях/Telepolis. Доступ в сети интернет свободный. URL http://www.heise.de/tp/blogs/2/149459 (дата обращения 20.02.2013). – Яз. нем.
60. Алекс Шпрингер (Axel Springer). Гидроэнергия занимает второе место среди возобновляемых источников энергии (Die Wasserenergie steht bei den erneuerbaren Energien an zweiter Stelle): статья-отчет о перспективах использования гидроэнергии / Die Welt. Доступ в сети интернет свободный. URL http://www.welt.de/wirtschaft/energie/specials/sonne-solar/article8797425/Die-Wasserenergie-steht-bei-den-erneuerbaren-Energien-an-zweiter-Stelle.html (дата обращения 03.05.2013). – Яз. нем.
61. Давид Уильемс (David Williams). Использование гидроэнергии: электронный каталог статей и ссылок на ресурсы / British Hydropower Association. Доступ в сети интернет свободный. URL http://www.british-hydro.org/index.html (дата обращения 10.02.2013). – Яз. англ.
62. Гидроэлектрические станции. Под.ред. Ф.Ф.Губина. М., «Энергия», 1972. – 503 с.
63. Кривченко, Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1978. – 320 с., ил.
64. Гончаров, А.Н. Гидроэлектрическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. М., «Энергия», 1974. – 305с.
65. Михайлов, И.Е. турбинные камеры гидроэлектростанций. М., «Энергия», 1970. – 272 с.
66. Пат. 2227227 Российская Федерация, МПК F03B9/00, F03B17/06 . Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция/ Озеров Г.И.; заявитель и пантентообладатель г.Оренбург, ул. Мало-Мельничная, 38А, кв.32. - № 2002112968/06; заявл. 13.05.2002; опубл. 20.04.2004.
67. Пат. 2221932 Российская Федерация, МПК F03B13/00, F03B7/00. Бесплотинная гидроэлектростанция/АртамоновА.С., КолесниченкоА.В., Скляров В.Ф. ; заявитель и пантентообладатель г.Астрахань, ул. Яблочкова, 44, кв.57. - № 2001128599/06; заявл. 22.10.2001; опубл. 20.01.2004.
68. Пат. 2171912 Российская Федерация, МПК F03B17/06, F03B13/10. Бесплотинная всесезонная гидроэлектростанция/ Озеров Г.И.; заявитель и пантентообладатель г.Оренбург, ул. Мало-Мельничная, 38А, кв.32. - № 99120965/06; заявл. 04.10.1999 опубл. 10.08.2001.
69. Пат. 2171912 Российская Федерация, МПК *F03B9/00*, *F03B13/00, F03B17/06*. Наплавная гидроэлектростанция с подводной турбиной/ Ушаков Г.Г.; заявитель и пантентообладатель Алтайский край, г. Бийск, Гоголя, 216, кв.146, а/я 56- № 2004118353/06; заявл. 17.06.2004 опубл. [10.02.2006](http://www.fips.ru/cdfi/fips.dll?ty=29&docid=2269672&cl=9&path=http://195.208.85.248/Archive/PAT/2006FULL/2006.02.10/DOC/RUNWC1/000/000/002/269/672/document.pdf)
70. Пат. 105949 Российская Федерация. МПК F 03 В 13/00. Свободнопоточная микрогидроэлектростанция/ Головин М.П., Встовский А.Л., Спирин Е.А., Головина Л.Н., заявитель и патентообладатель г.Красноярск, ул. Киренского, 26, – №2010146621/06. заявл. 16.11.2010. опуб. 27.06.2011
71. Электронный прайс продукции фирмы *Marelli Motori* [Электронный ресурс] URL:[*http://www.marellimotori.com/page.asp?\*p=128&fIdcategory=27&\*t372=27*](http://www.marellimotori.com/page.asp?*p=128&fIdcategory=27&*t372=27) (дата обращения: 20.02.2013)
72. Электронный прайс продукции фирмы *Hengshi* [Электронный ресурс] URL: [*http://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product\_en&CatId=&SearchText=synchronous+generator+hengshi*](http://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=synchronous+generator+hengshi) (дата обращения: 25.02.2013)
73. Электронный прайс продукции фирмы Techtop [Электронный ресурс] URL: [*http://www1.motor-techtop.com/cpzs.php?subID=202*](http://www1.motor-techtop.com/cpzs.php?subID=202) (дата обращения: 25.02.2013)
74. Электронный прайс продукции фирмы Циндао *Hongkun* [Электронный ресурс] URL: [*http://factory.dhgate.com/power-generating-sets/wind-generator/c531407/*](http://factory.dhgate.com/power-generating-sets/wind-generator/c531407/) (дата обращения: 25.02.2013)
75. Пат. №2393615 Российская Федерация МПК H02K21/12 Однофазный бесконтактный магнитоэлектрический генератор/ Чернухин В. М. Заявка: 2009122891/09, опуб. 27.06.2010
76. Пат. № 2076434 Российской Федерации. МКИ4 Н 02 К 19 / 36. Торцевая бесконтактная электрическая машина. Михеев В.И., Елшин А.И., Казанский В.М. от 24.12.92.
77. Пат. № 2303849 Российская Федерация. МПК7 H02K21/18 Бесколлекторный синхронный генератор с постоянными магнитами / Шкондин В. В. Заявка: 2005133650/09, опуб. 01.11.2005
78. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.Toshiba-eng.co.jp/ekids*](http://www.Toshiba-eng.co.jp/ekids) (дата обращения: 20.02.2013)
79. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.smart-hydro.de*](http://www.smart-hydro.de) (дата обращения: 20.02.2013)
80. Официальный сайт компании «Cismac Electronique» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.cismac.com/*](http://www.cismac.com/) (дата обращения: 20.02.2013)
81. Официальный сайт компании «CINK Hydro-Energy» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.cink-hydro-energy.com*](http://www.cink-hydro-energy.com) (дата обращения: 19.02.2013)
82. Аналитический вестник Совета Федерации ФС РФ. Раздел «Энергетика»// 2002-2003гг.
83. Российский статистический ежегодник. Раздел «Энергетика»// 1997-2003 гг.
84. Статистический отчет «Итоги развития Красноярского края за 2004г.». – Комитет статистики Красноярского края: Красноярск. – 2005г.
85. Полежаева, И.М. Особенности продвижения микроГЭС, как инновационной продукции, на региональный рынок/ И.М. Полежаева, М.П. Головин, А.Л.Встовский. // Инновационное развитие регионов Сибири: сб. ст. научно-практической конференции / Красноярск: ИПЦ КГТУ. – 2005. –С. 49-54.
86. Официальный сайт компании «ИНСЭТ» [Электронный ресурс] URL: *http://*[*www.inset.ru*](http://www.inset.ru/) (дата обращения: 19.02.2013)
87. Официальный сайт компании «Fuchun Industry Development Co., Ltd» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.fuchunind.com*](http://www.fuchunind.com) (дата обращения: 19.02.2013)
88. Официальный сайт компании «Suzhou Yueniao Machinery & Electronics Imp & Exp Co., Ltd» [Электронный ресурс] URL: [*http://yueniao.en.made-in-china.com*](http://yueniao.en.made-in-china.com/)  (дата обращения: 19.02.2013)
89. Официальный сайт компании «Hydro Induction Power» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.homehydro.com/*](http://www.homehydro.com/) (дата обращения: 22.02.2013)
90. [Электронный ресурс] URL: [*http://www.gcktechnology.com*](http://www.gcktechnology.com) (дата обращения: 22.02.2013)
91. Официальный сайт компании «Micro Hydro Systems» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.hipowerhydro.com*](http://www.hipowerhydro.com/) (дата обращения: 22.02.2013)
92. Официальный сайт компании «PowerPal» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.PowerPal.com/*](http://www.powerpal.com/) (дата обращения: 22.02.2013)
93. Официальный сайт компании «**Aurora Power & Design»** [Электронный ресурс] URL: [*http://www.aurorapower.net*](http://www.aurorapower.net) (дата обращения: 22.02.2013)
94. Официальный сайт компании «Fire Mountain Solar» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.firemountainsolar.com*](http://www.firemountainsolar.com) (дата обращения: 22.02.2013)
95. Официальный сайт компании «Derwent Hydro»[Электронный ресурс] URL: [*http://www.derwent-hydro.co.uk*](http://www.derwent-hydro.co.uk) (дата обращения: 22.02.2013)
96. Официальный сайт компании «Hydro Electric Barrel» [Электронный ресурс] URL: [*http://www.hydro-electric-barrel.com*](http://www.hydro-electric-barrel.com) (дата обращения: 19.02.2013)
97. Дзядык, В.К., Введение в теорию равномерного приближения функций полиномами: Монография/ В.К. Дзядык. – М:. Наука, 1977 – 511 с
98. Крайко, А.Н., Механика жидкости и газа. Избранное: / А.Н. Крайко. – М:.Физмалит, 2003 – 752 с.
99. Марчук Г.И., Методы вычислительной математики: Учеб. пособие./ Г.И. Марчук. – М:.Наука, 1977 – 452 с.
100. Охорозин, В.А., Прикладная математика с системе Mathcad: Учеб. пособие/ В.А. Охорозин. – СПб.: Издательство "Лань", 2008 – 349 с.
101. Черноусько, Ф.Л., Вариационные задачи механики и управления: / Ф.Л. Черноусько. – М:.Наука, 1972 – 236 с.