

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК ТАДЖИКИСТАНА

Институт водных проблем, гидроэнергетики и экологии

УДК 556.114:543.3(575.3)

На правах рукописи

ХАЛИКОВ Холназар

**ТЕОРЕТИКО-ПРИКЛАДНЫЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ
ТАДЖИКИСТАНА**

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук
по специальности **25.00.27** – Гидрология суши, водные ресурсы,
гидрохимия

Научный руководитель:
доктор технических наук
Петров Георгий Николаевич

Душанбе – 2022

		стр.
	О Г Л А В Л Е Н И Е	2
	ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1.	СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ТАДЖИКИСТАНА	12
1.1.	Обеспечение развития угольной энергетики	12
1.2.	Комплексное энергетическое использование водных ресурсов	16
1.3.	Учёт экологических и международных аспектов развития энергетического комплекса Таджикистана	28
1.4.	Экономическая эффективность энергетического комплекса как фактор обеспечения устойчивого развития	37
Глава 2.	ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТАДЖИКИСТАНА	43
2.1.	Структурные характеристики водно-энергетического комплекса и современные концепции его развития	43
2.2.	Принципы и факторы развития энергетического комплекса	52
2.3.	Перспективы развития водно-энергетического комплекса Таджикистана	59
Глава 3.	РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РАСЧЕТА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КРУПНЫХ РЕК ТАДЖИКИСТАНА..	66
3.1.	Ресурсная база энергетики Таджикистана и проблемы её использования	66
3.2.	Государственные стратегии развития и оздоровления энергетики Таджикистана и их практическая реализация	69
3.3.	Производство и потребление энергии в Таджикистане	86
3.4.	Оптимизация структуры энергетики. Гидро-угольный сце-	

	нарий	97
3.5.	Расчёт энергоэффективности крупных рек Таджикистана	110
3.6.	Расчёт общего критерия эффективности энергосистемы в условиях ее развития	144
	ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	164
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	168

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АБР	-	Азиатский банк развития
ВВП	-	Валовый внутренний продукт
ВНП	-	Валовый национальный продукт
ВЭУ	-	Ветровые электрические установки
ВТО	-	Всемирная торговая организация
ВИЭ	-	Возобновляемые источники энергии
ГРЭС	-	Государственная районная электростанция
ГБАО	-	Горно-Бадахшанская автономная область
ГЭС	-	Гидроэлектростанция
ЛЭП	-	Линия электропередачи
МГЭС	-	Малая гидроэлектростанция
НПК	-	Научно-практическая конференция
ОАХК	-	Открытая акционерная холдинговая компания
ПРООН	-	Программа развития Организации объединённых наций
РТ	-	Республика Таджикистан
РРП	-	Районы республиканского подчинения
РФ	-	Российская Федерация
ТЭО	-	Технико-экономическое обоснование
ТЭК	-	Топливо-энергетический комплекс
ТЭС	-	Тепловая электростанция
ТЭЦ	-	Теплоэлектроцентраль
ТУТ	-	Тонна условного топлива
ЦУР	-	Цели устойчивого развития
ЮА	-	Южная Азия

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Из трёх составляющих аспектов, провозглашенных Целями Развития Тысячелетия (ЦРТ, 2000-2015гг.) – экономических, экологических и социальных, основным для развивающихся стран является экономический. Эти же проблемы вошли и к основным Целям Устойчивого Развития (ЦУР, 2006-2030гг.) Отстав от развитых стран, развивающиеся могут обеспечить свое устойчивое развитие только за счёт подъёма экономики, и лишь на её основе решить также актуальные, социальные вопросы и вопросы экологии.

В свою очередь, развитие экономики любой страны невозможно без опережающего развития энергетики. При этом, решение базовых проблем эффективного экономического развития страны и развития её энергетики возможно, только с учётом конкретных особенностей и возможностей каждой страны.

Все эти вопросы развития имеют особую важность для Таджикистана, который в последний период перенёс несколько серьёзных кризисов – экономический, политический и социальный. При этом, и так недостаточно высокий уровень его экономического развития во времена СССР, снизился в несколько раз. Всё это ставит перед Таджикистаном комплекс задач, взаимосвязанных между собой, и имеющий своей конечной целью экономический рост страны до среднемирового уровня и включение её в мировой рынок, при одновременном улучшении жизни населения, а также сохранении и улучшении окружающей среды.

Степень изученности темы исследования. Вопросы макроэкономического развития стран мира изучались и анализировались в работах Бушуева В.В., Гайбуллаева Х., Глазьева С.Ю., Голубева В.С., Ельчанинова Е.А., Захидова Р.А., Полякова В., Примбетова С.Д., Строева Е.С., Урсупа А.Д., Чистякова Е., Шульги В. и др, а также и в Докладах ПРООН о человеческом развитии.

Проблемы экономического развития Таджикистана рассматривались Назаровым Т.Н., Рахимовым Р.К., Каюмовым Н.К., Умаровым Х.У., Ганиевым Т.Б., Одинаевым Х.А., Бобозода Г., Бурхановой М., Джабаровым Р.Т., Махмудовым И.И., Нажмудиновым Ш.З., Ниязи А., Омуралиевым Э.К., Примбетовым С.Д. и др.

Роль и место энергетики в Таджикистане изложены в работах Ахроровой А.Д., Разыкова В.А., Бердибекова П., Бурханова Р.С., Валамат-Заде Т., Давронбекова Р., Джураева Д.К., Иркабаевой Н., Каюмова Н.К., Нажмудинова Ш.З., Ниязи А., Норматова И.Ш., Омуралиева Э.К., Петрова Г.Н., Примбетова С.Д., Улашева И., Успенской С., Шоисматова Э.Р. и др., а также и во многих международных и национальных проектах.

Взаимозависимости между энергоэффективностью и энергосбережением в сферах экономики, энергетики и экологии рассматривались в работах Авдеева В.В., Ануфриева В.П., Ахроровой А.Д., Безруких П.П., Белевицкого А.М., Губанова Л.Н., Друянова В.А., Ельчанинова Е.А., Емохонова В.Н., Клавдиенко В.П., Кучерова Ю.М., Найдено В.В., Онучко В., Павленко Ю.П., Петровой Е.Н., Пискуловой Н.А., Пузина Г.Н., Разыкова В.А., Торасова А.П., Чазова А.В., Юлкина М., Ганиева Т.Б., Одинаева Х.А., Пириева Д.С., Исайнова Х.Р., Шоисматова Э.Р. и др.

Тем не менее, несмотря на огромное внимание, оказываемое политиками, учёными и производственниками всем вышеперечисленным аспектам, вопросы устойчивого развития, особенно таких развивающихся стран, как Таджикистан, остаются во многом недостаточно изученными.

Связь темы с государственными программами и проектами.

Диссертационная работа выполнялась в рамках реализации следующих государственных программ, стратегии и концепции: Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, от 1 декабря 2016 года, № 636; Программа среднесрочного развития Республики Таджикистан на 2021-2025 годы от 30 апреля 2021 года, №168; Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на пери-

од 2003-2015 гг. от 3.08.2000, № 318 и с дополнениями и изменениями от 1.02.2008, №50; Программа экономического развития Республики Таджикистан на период до 2015 года от 1.03. 2 004, № 86 и Государственная экологическая программа на 2009-2019 годы, от 27 февраля 2009 года, № 123.

Цель диссертационной работы заключается в разработке теоретико-методической основы развития энергетического комплекса и расчёта энергоэффективности крупных рек Таджикистана.

Для достижения этой цели были решены следующие **задачи**:

1. Изучить уровень и динамику развития водно-энергетического комплекса Республики Таджикистан, а также их определяющих факторов.
2. Изучить имеющиеся ресурсы энергетики Таджикистана, как базы его перспективного развития.
3. Определить оптимальную структуру энергетического комплекса Таджикистана.
4. Произвести оценку энергоэффективности крупных рек Таджикистана с выбором створов для строительства наиболее новых эффективных ГЭС.
5. Анализировать динамику стоимости строительства ГЭС и расчёт тарифов на электроэнергию, обеспечивающих энергоэффективности ГЭС.
6. Разработать основные положения комплексного энерго-ирригационного проекта с использованием переброски водно-энергетических ресурсов реки Зеравшан в Ура-Тюбинскую долину Согдийской области.

Объектом исследования является водно-энергетический потенциал, как структурообразующая составляющая энергетического комплекса Таджикистана.

Предмет исследования включает в себя общие вопросы безопасности и перспективы развития водно-энергетического комплекса, а также роль энергетики и влияния факторов, связанных с требованиями гидрологии и экологии.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Выявлены общие тенденции развития водно-энергетического комплекса Таджикистана с учётом её основных параметров.

2. Определены параметры необходимого развития энергетического комплекса, включая ввод новых генерирующих мощностей и задействование резервов энергоэффективности и энергосбережения.

3. Дана оценка энергоэффективности крупных рек Таджикистана и выбор створов для строительства наиболее эффективных новых ГЭС.

4. Разработана методика определения оптимальной структуры энергетики Таджикистана (гидро-угольной), с учётом принятой тарифной системы на электроэнергию.

5. Предложен математический критерий развития энергетического комплекса, с учётом существующих финансовых и технических возможностей действующей энергосистемы.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке прикладных математических моделей и методов, обеспечивающих повышение эффективности использования водно-энергетических ресурсов с учетом экологических требований.

Практическая значимость обеспечивается использованием полученных в ней подходов, методов и принципов в разработке программ и стратегий энергетического комплекса Таджикистана. Они могут найти применение при разработке конкретных проектов и планов перспективного развития.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Обоснование выбора наиболее приоритетных и эффективных первоочередных объектов гидроэнергетики с учётом определения энергоэффективности крупных рек.

2. Метод расчёта реальной стоимости строительства ГЭС в современных рыночных условиях и методика расчёта тарифов на электроэнергию, обеспечивающая энергоэффективности строительства новых ГЭС.

3. Конкретные методики комплексных, водно-энергетических и энерго-ирригационных проектов и рекомендации по их реализации.

4. Математические критерии развития энергетического комплекса, с учётом существующих финансовых и технических возможностей действующей энергосистемы.

Достоверность результатов исследования обеспечивается использованием в расчетах фактических данных национальной и мировой статистики, а также результатов производственной деятельности энергетических и водохозяйственных компаний Республики Таджикистан.

Соответствие темы исследования паспортам защищаемых научных специальностей. Исследование проведено в рамках специальности 25.00.27 – Гидрология суши, водные ресурсы, гидрохимия. Тема диссертации соответствует следующим пунктам паспорта специальности:

- 10. Разработка научных основ обеспечения гидроэкологической безопасности территорий и хозяйственных объектов, экономически эффективного и экологически безопасного водопользования и водопотребления, планирования хозяйственной деятельности в областях повышенного риска опасных гидрологических процессов, защиты водных объектов от истощения, загрязнения, деградации, оптимальных условий существования водных и наземных экосистем.

- 11. Разработка методов расчёта и прогноза характеристик стока воды, взвешенных и влекомых наносов, растворенных веществ для разного ранга водосборных территорий; изменчивости речного стока, характеристик русловых, устьевых и лимнологических процессов; методы оценки влияния хозяйственной деятельности (многолетнее и сезонное регулирование, изъятие стока, агро-и лесотехнические мероприятия) на сток и гидрологические процессы.

- 12. Разработка методов математического моделирования гидрологических и гидрохимических процессов.

Личный вклад автора состоит в выборе направлений исследования, постановке задач и способов их решения. Автор принимал участие в обсуждении полученных результатов, подготовке материалов к публикации. Фор-

мулирование основных выводов диссертационной работы выполнено совместно с научным руководителем.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы доложены на: Международной научно-практической конференции (НПК) «Современная химическая наука и её прикладные аспекты» (Таджикистан, г.Душанбе, 2006г.); Международной НПК «Актуальные проблемы экологии - 2010» (Беларусь, г.Гродно, 2010г.); Республиканской конференции «Ядерно-физические методы анализа состава биологических, геологических, химических и медицинских объектов» (Таджикистан, г.Душанбе, 2011г.); Международной НПК «Проблемы гидромеханики и развитие гидроэнергетики, мелиорации и экологии в Центральной Азии», посв. 75-летию Заслуженного деятеля науки и техники Таджикистана, доктора технических наук, профессора Саттарова М.А. Таджикистан, г.Душанбе, 2013г.); Конференции «Современные проблемы естественных и социально-гуманитарных наук», (Таджикистан, г.Душанбе, 2014г.); Международной НПК «Экология на современном этапе развития общества» (Беларусь, г.Барановичи, 2015г.); Международной НПК «Проблемы общего энергетического рынка Центральной Азии», посв. международному десятилетию действий «Вода для жизни» (Таджикистан, г.Чкаловск, 2015г.); Международной НПК, посв. 1150-летию учёного-энциклопедиста, врача, алхимика и философа Абу Бакра Мухаммада ибн Закария Рази (Таджикистан, г.Душанбе, 2015г.); IV Международной конференции «Горнодобывающая промышленность, проблемы геохимической экологии и сохранения биоразнообразия» (Кыргызстан, г.Бишкек – Каракол, 2015г.); XII Нумановских чтениях «Состояние и перспективы развития органической химии в Республике Таджикистан» (Таджикистан, г.Душанбе, 2016г.); Международной НПК, посв. подведению итогов объявленного ООН десятилетия действий «Вода для жизни» (г.Алматы, 2016г., г.Душанбе, 2017г.), а также и объявленного ООН десятилетия действий «Вода для устойчивого развития, 2018-2028 годы» (г.Душанбе, 2018г.); Международной

НПК «Энергетика – основной фактор развития экономики» (Таджикистан, г.Кушониён, 2019г., 2020г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 32 научных печатных трудов, из них 8 в научных изданиях, рекомендованных ВАК при Президенте Республики Таджикистан, 3 статьи в других изданиях, 4 монографии и 17 статей в материалах международных и республиканских конференций.

Структура работы. Диссертация включает введение, главы 1-3, основные выводы, перечень используемых источников (214 наименований). Общий объём диссертации: 183 страницы текста с 55 таблицами и 89 рисунками.

Глава 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ТАДЖИКИСТАНА

1.1. Обеспечение развития угольной энергетики

Таджикистан имеет достаточно большие запасы угля, хотя и расположенные в довольно небольших и труднодоступных месторождениях (табл. 1.1) [30-А].

Таблица 1.1.

Программы развития угольной отрасли Таджикистана
и их реализация

Добыча угля, тыс. тонн	Годы							
	1990	1996	2001	2004	2010	2015	2017	2020
Программа 1997 г.			1140	1335	1925			
Концепция 2002 г.				300	500	800	2002г.	
Факт	467.2	19.9	26.0	92,2	184.0	1042	1760	2103

В «Концепция перехода Республики Таджикистан к устойчивому развитию», принятой 1 октября 2007 г. предусмотрен резкий рост потребления всех видов энергоресурсов (табл. 1.2). Причем только для двух из них – электроэнергии и угля, предусмотрено покрытие этих потребностей за счет собственного производства. При этом углю придается очень большое значение – если перспективный рост выработки электроэнергии предусмотрен в 1.5 раза, то добыча угля почти в три раза (табл. 1.3).

Таблица 1.2.

Цена газа, импортируемого в Таджикистан из Узбекистана

Год	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Цена, долл/1000 м ³	45	42	55	100	145	240

Национальный банк Таджикистана. Банковский статистический бюллетень. 2008-2012 гг.

Таблица 1.3.

Цена нефтепродуктов, импортируемых Таджикистаном

Год	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Цена, долл/тонна	299	409	505	531	765	476

Национальный банк Таджикистана. Банковский статистический бюллетень. 2008-2012 гг.

В 1997 году в Таджикистане была принята Государственная программа мощного развития угольной отрасли. К 2004 году ее выполнение составляло менее 7%. Далее она была доработана в "Концепции развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003-2015 годов", от 3.08.2002 года [1-А; 2-А; 3-А]. К сожалению, и последняя также не выполнялась, причем с большим отставанием.

Одной из причин такой ситуации в угольной отрасли является отсутствие необходимых средств на развитие, как внутренних, так и внешних.

Для решения этой проблемы Правительство Таджикистана принимает в последнее время активные действия по привлечению к развитию угольной отрасли внешних инвестиций [9-А; 10-А; 11-А]. В Выводах проведенной 29 мая 2007 года в Душанбе "Конференции инвесторов по разработке угольных месторождений, реконструкции и строительству теплоэлектростанций на угольном топливе" было отмечено:

- Правительство Республики Таджикистан, ставящее цель: диверсификации эксплуатации своих энергетических ресурсов; принятия мер по устранению осенне-зимнего дефицита в стране; и поставки электроэнергии в зимний период уже обозначенным рынкам экспорта, еще раз подтверждает свою заинтересованность в скорейшей разработке угольных месторождений страны.

- Правительство Республики Таджикистан снова подтверждает свою политику по разработке своих угольных резервов путем партнерства государственного и частного секторов. Существующие в стране тепловые генерирующие объекты будут переданы инвесторам для реконструкции, модернизации и эксплуатации.

- Участвующие частные инвесторы еще раз подтвердили свою приверженность к участию в комплексных проектах разработки угольных месторождений Таджикистана в соответствии с политикой, принятой Правительством Республики Таджикистан.

- Участвующие частные инвесторы, хотя они и договорились об определении стран Южной Азии (первоначально Пакистан и Афганистан) в качестве рынков экспорта, также обязались предпринимать усилия по достижению договоренностей с другими странами, желающими импортировать электроэнергию, произведенную на тепловых угольных станциях, дополнительно к гидроэлектроэнергии из Таджикистана.

- Участвующие частные инвесторы подтвердили свое желание участвовать в прозрачном, конкурентоспособном процессе отбора инвесторов для комплексного проекта.

- Правительство республики Таджикистан учредит специализированную компанию для разработки комплексного проекта, включая проведение ТЭО и получения всех разрешений (лицензий) и одобрений со стороны Правительства Республики Таджикистан, его органов и ведомств. Специализированная компания (или ее заранее обговоренная часть) будет передана отобранному инвестору в конце процесса подготовки.

- Участвующие частные инвесторы и Правительство республики Таджикистан подтвердили свои обязательства по подготовке проекта в соответствии с самыми высокими стандартами по экологии и безопасности и подтвердили, что в ТЭО также будут представлены варианты использования экологически безопасных технологий по углю, которые находятся в коммерческом использовании.

- Правительство Республики Таджикистан, признавая необходимость осуществления мер по смягчению рисков, с которыми сталкиваются инвесторы, согласно покрыть первоначальные затраты по подготовке комплексного проекта разработки угольных месторождений и строительству тепловых электростанций.

Правительство республики Таджикистан запрашивает помощь международного донорского сообщества в покрытии этих расходов.

Другой причиной недостаточно успешного развития угольной отрасли в Таджикистане связана с неравновесными ценами на электроэнергию и уголь. Сегодня тарифы на электроэнергию в Таджикистане равны в среднем 1.5 цент/кВт.ч (Рисунок 1.1).

В то же время стоимость тонны угля с учетом его транспортировки не меньше 100 долл. США, то есть 10 центов/кг. С учетом реального удельного расхода угольного топлива на ТЭС 0.3 кг/кВт.ч, только топливная составляющая угольной энергетики сегодня в Таджикистане составляет 3.0 цент/кВт.ч, то есть в два раза выше общего тарифа на электроэнергию.

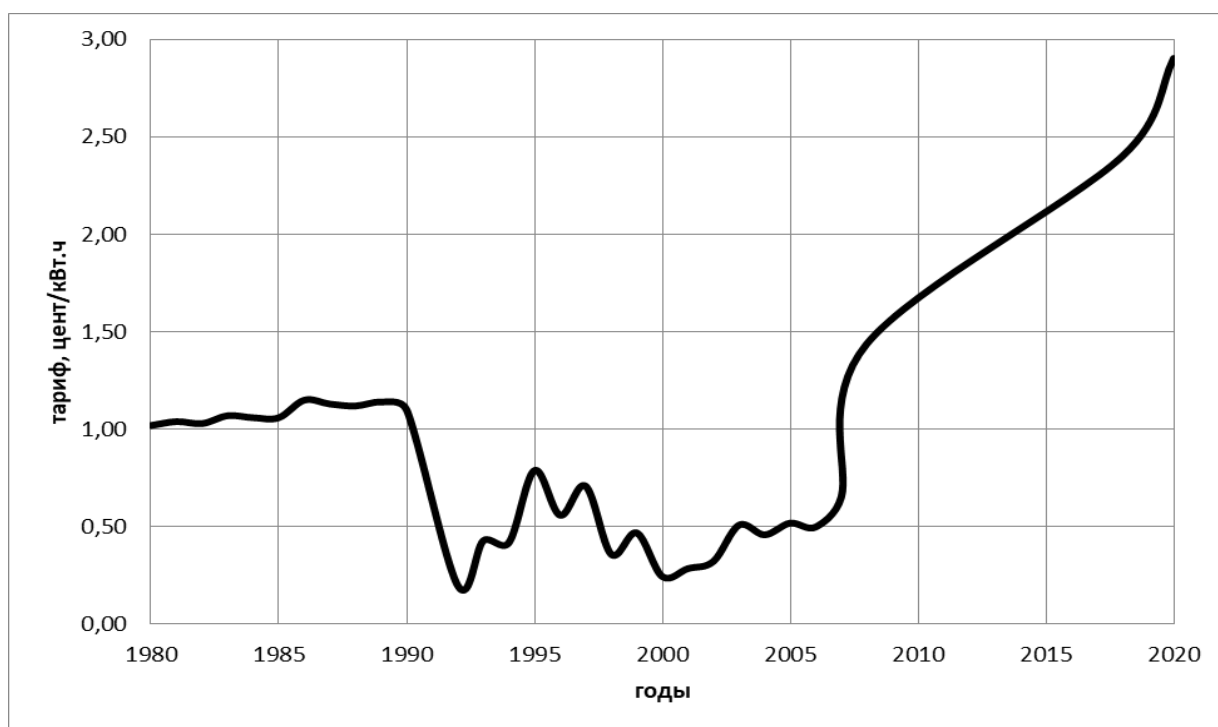


Рисунок 1.1. - Тариф на электроэнергию в Таджикистане

Источник: Годовые отчеты национальной энергокомпании «Барки Тоҷик»

Такие же, если не хуже, неэквивалентные цены существуют сегодня и для импортного минерального топлива – газа и нефтепродуктов (табл. 1.2 и 1.3).

Учитывая, что цены на уголь и минеральное топливо определяются в условиях рынка и только тарифы на электроэнергию директивно регулируются Правительством, можно сделать вывод, что реальным стимулом для

эффективного развития угольной отрасли в Таджикистане может быть только повышение тарифов на электричество, как минимум до уровня 5 цент/кВт.ч.

1.2. Комплексное энергетическое использование водных ресурсов

Энергоресурсами гидроэнергетики, которая, как показано в предыдущих разделах диссертации, служит базой всей энергетики Таджикистана, является речной водный сток. Но в Центральной Азии с ее засушливым климатом водный сток используется комплексно, не только в энергетике, но и в ирригации. Причем если возраст энергетики во всех странах региона не превышает 100 лет, история ирригации насчитывает несколько тысячелетий [62, 80, 108, 109, 134, 137].

В СССР, в который входил Таджикистан и все другие республики Центральной Азии, такое комплексное использование водного стока только повышало его эффективность, прежде всего экономическую. После 1991 года, в результате деления СССР на независимые государства и создания в Центральной Азии 5-ти суверенных и экономически самостоятельных стран, положение кардинально изменилось. С учетом, что приоритетов использования водного стока в Таджикистане, расположенном в зоне его формирования, является гидроэнергетика, а его безвозвратное использование в основном распространено в странах нижнего течения рек бассейна Аральского моря, возник вопросы межгосударственных интересов. Это является очень серьезным тормозом для развития энергетики Таджикистана.

В последние 30 лет, как на национальном, так и международном уровне, предпринималось много попыток разрешить этот конфликт. Все они в той или иной мере основывались на идеологии ИУРВ (Интегрированного управления водных ресурсов), в основе которого лежит компромисс национальных интересов [136]. Успех всех этих попыток до настоящего времени минимален, так как требует с каждой стороны каких-либо уступок, связанных с потерями и их компенсаций.

Предлагаемый в диссертации подход, связанный с реализацией в Таджикистане программы развития энергетики в виде гидро-угольного сценария, одновременно в какой-то мере решает и проблему конфликта между гидро-энергетикой Таджикистана и ирригацией стран нижнего течения. При этом, от последних не требуется никаких уступок и компенсаций. Просто угольная энергетика возьмет на себя часть зимних нагрузок ГЭС, высвободив соответствующую часть водных ресурсов для летнего, вегетационного периода года.

Кроме того, можно предложить и другой подход к использованию водно-энергетических ресурсов, предусматривающий их комплексное использование в Таджикистане. Этот подход предусматривает внутрибассейновую переброску части стока с одновременным его использованием в энергетике и ирригации. Причем в отношении последней, как внутри страны, так и в регионе.

В Таджикистане существуют два таких конкретных проекта переброски части водного стока: *Зеравшан – Ура-Тюбе* и *Пяндж-Вахш*.

Переброска стока *Зеравшан – Ура-Тюбе*

Р. Зеравшан начинается в Таджикистане, на Зеравшанском леднике, далее течет между Туркестанским и Зеравшанским хребтами, втекает в Узбекистан (Самаркандскую область). Общая длина реки 303 км. Большая ее часть располагается в Таджикистане, но, практически все ее водные ресурсы используются без остатка для ирригации в Узбекистане.

Среднегодовой расход воды р. Зеравшан $\approx 140-150 \text{ м}^3/\text{с}$, гидроэнергетические ресурсы – 11,8 млрд. квт·ч.

При этом из-за дефицита электроэнергии промышленный и сельскохозяйственный потенциал Согдийской области Таджикистана существенно недоиспользуется.

Из общего объема водного стока р. Зеравшан - 4,5-5,5 млрд. м^3 Таджикистан использует только 0,1-0,35 млрд. м^3 , (<5%), все остальные ресурсы расходуются в Узбекистане.

Чтобы соблюсти интересы Таджикистана в отношении эффективного использования водно-энергетических ресурсов реки Зеравшан на его соб-

ственной территории и в тоже время учесть интересы расположенного ниже по течению Узбекистана, необходима разработка комплексных концепции и проекта использования реки Зеравшан.

Наиболее крупными составляющими и притоками являются реки: Матча, Фандарья, Ягноб, Искандердарья, Кштут и Магиандарья. Основные параметры стока реки Зеравшан приведены в таблице 1.4.

На р. Зеравшан исследована возможность строительства нескольких ГЭС, характеристики которых приведены ниже в таблице 1.5:

Можно отметить следующие основные особенности ГЭС на р. Зеравшан, в том числе и наиболее перспективных:

- все станции являются чисто энергетическими. Комплексное использование стока не предусмотрено;
- практически все станции деривационного типа, причем в основном с использованием туннельной деривации со средней длиной туннелей 10-20 км.

Таблица 1.4.

Основные параметры стока реки Зеравшан

Наименование створа	F км2	Q м3/с	Мо л/с км2	Cv
Изиз-Боло	2710	62,3	23,0	0,14
Дупули	10200	152,0	14,9	0,14
Дупули+Магиан-Дарья	11300	163,0	14,4	0,14

Таблица 1.5.

Характеристики строительства некоторых ГЭС
на реке Зеравшан

№ п/п	Наименование гидроузлов и ГЭС	Отметка		Высота подпора, м	Q ср м ³ /с	Емкость водохранилища		Длина деривации км	Быт. гор в н.б. м	Напоры ГЭС			Q расч. м ³ /с	N уст, МВт т.квт	Выработка ТВт.ч
		НПУ м	ГМО м			полн. км ³	Полезное км ³			Макс.бр. м	Мин. бр. м	Расч.нетт м			

р.Фандарья с Ягнобом															
1.	Искандерку- льская	2260	1180	80	18,5	0,67	0,45	18	1640	620	540	560	25	120	0,77
2.	Ягнобская	2200	2130	150	32	0,42	0,30	18	1740	460	330	415	43	150	0,97
3.	Раватская	1740	1738	40	42,9	0,05	0,02	4,5	1640	100	98	92	64	50	0,3
4.	Захматабад- ская	1640	1634	25	61,4	0,016	0,01	17,5	1370	270	264	260	90	190	1,14
р. Матча															
5.	Матчинская	2320	2260	180	35	1,0	0,8	11,0	2055	265	205	220	48	90	0,55
6.	Риамутская	2055	2010	110	38	0,55	0,35	11,0	1850	205	130	165	54	75	0,46
7.	Обурданская	1850	1348	80	52	0,05	0,02	6,5	1730	120	118	105	73	65	0,35
8.	Пахутская	1730	1728	85	65	0,05	0,02	13	1540	190	188	170	90	130	0,75
9.	Сангистанская	1540	1538	80	80	0,05	0,02	14,0	1370	170	168	150	110	140	0,9
р. Зеравшан															
10	Вишкентская	1350	1348	40	140	0,05	0,02	10,5	1240	110	108	100	190	160	0,95
11	Яванская	1240	1236	80	140	0,05	0,02	8,2	1155	85	81	75	190	120	0,18
12	Дупулинская	1155	1120	90	155	26	1,6	-	1055	100	65	85	280	200	1,0
13	Пенджикент- ская №1	1055	-	-	115	-	-	20	1000	55	48	49	120	50	0,27
14	Пенджикент- ская №2	1000	-	-	115	-	-	10	960	50	45	46	115	45	0,25
15	Пенджикент- ская №3	950	-	-	115	-	-	7,8	-	73	68	69	110	65	0,38

Ирригационное водопотребление в бассейне р. Зеравшан определялось исходя из принятых перспектив развития орошения всего Среднеазиатского региона (таблица 1.6).

Таблица 1.6.

Площади орошения, тыс.га

Республика	Схема Аральского моря					Генсхема Амударьи		Перспектива
	1980	1985	1990	1995	2000	1980	1985	
Узбекистан	413	418	458	518	541	419	447	568
Таджикистан	22	25	25	25	25	18	18	18
ВСЕГО:	435	443	483	543	566	437	465	586

Водозабор из р. Зеравшан, показан в таблице 1.7.

Таблица 1.7.

Водозабор, брутто, млн. м³

Республика	Схема Аральского моря					Генсхема Амударьи		Перспек- тива
	1980	1985	1990	1995	2000	1980	1985	
Узбекистан	4384	4306	4581	4943	5138	3999	4133	5060
Таджикистан	272	252	253	253	253	192	180	166
ВСЕГО:	4656	4588	4834	5196	5391	4191	4313	5226

Данные таблиц 1.6 и 1.7 показывают, что в разработанных ранее схемах практически весь сток реки Зеравшан планировалось использовать на территории Узбекистана, Таджикистану оставлялось порядка нескольких процентов. Причем и этот сток использовался в нижнем (для Таджикистана) течении реки – ниже, створа Дупули, после впадения в нее реки Магиан-Дарьи.

Таким образом, выполненные ранее схемы ирригационного использования стока р. Зеравшан не удовлетворяют сегодняшним требованиям. К тому же они также не предусматривают комплексное использование водотока – вопросы энергетики в них практически не рассматриваются.

Одним из проектов, учитывающих вышеуказанные недостатки может стать проект комплексного использования водно-энергетических ресурсов реки Зеравшан с туннельной переброской его стока в Уро-Тюбинскую зону.

В Таджикистане р. Зеравшан в энергетических целях практически не используется, хотя ее потенциальные гидроэнергетические ресурсы на терри-

тории республики Таджикистан, преимущественно в среднем и верхнем течении, довольно значительны.

Потенциальная энергия р. Зеравшан в среднем ее течении, на участке между саями Риамут и Шавадки Боло составляет 2350 млн.квт.ч, мощность реки на этом же участке 268 тыс.кВт.

Выполненные расчеты балансов водного стока доказывают возможность увеличения отбираемого объема стока даже по отношению к уже запланируемому (303 млн. м³), причем без какого-либо ущерба другим странам и отраслям. Это можно выполнить за счет уменьшения отборов вне графика. И, наконец, нельзя не учитывать, что результаты различных расчетов величины отбираемого из реки Зеравшан стока существенно отличается друг от друга. Эта разница равна 1142 млн. м³, поэтому допустим отбор стока р. Зеравшан в объеме до 1769 млн. м³ в год.

В отличие от долины р. Зеравшан в ее верхнем и среднем течении, Ура-Тюбинская зона, отделенная от нее Туркестанским хребтом имеет существенно большие площади доступных для сельского хозяйства земель, в настоящее время не орошаемых – из общей площади пригодной для этой цели земли, 132 тыс. га, сегодня орошается только 30 тыс. га.

В проработках Таджикгипроводхоза (1983г.), предусматривающих дополнительное орошение в Ура-Тюбинской зоне 75 тыс. га новых земель, определен получаемый в результате этого прирост продукции сельского хозяйства. Основные итоговые данные приведены в таблице 1.8. Можно отметить очень высокую эффективность этого проекта.

Таблица 1.8.

Основные итоговые данные прироста продукции
сельского хозяйства, тыс. тонн

Наименование Продукции	Расчетные уровни							
	I		II		III		IV	
	прирост	всего	прирост	всего	прирост	всего	прирост	всего
Виноград	150	150	180	360	200	600	110	770
Фрукты	30	30		40	125	175	300	510
ВСЕГО винограда и фруктов	180	180	180	400	325	775	410	1280
Кроме того:								

Мяса	1,40	1,40	1,10	2,50	2,80	5,30	5,60	10,90
Молока	9,70	9,70	7,03	17,00	19,30	36,30	38,70	75,00

При росте площади орошения в УраТюбинской долине на 100 тысяч гектаров, годовой сток, необходимый для этого будет равен $850 \cdot 10^6$ кубометров:

$$100 \cdot 10^3 \text{ га} \cdot 8500 \text{ м}^3/\text{га},$$

где $8500 \text{ м}^3/\text{га}$ – норма орошения.

Это не превышает рассчитанные выше объемы допустимого изъятия стока в середине реки Зеравшан, но только при многолетнем регулировании его стока (за счет строительства плотины с регулирующим водохранилищем).

Расчеты показывают, что объем такого регулирующего в-ща должен быть не менее $1,5 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Плотина, обеспечивающая это, должна иметь высоту от 150 до 179 метров.

В общем случае, проект переброски водного стока Зеравшан – УраТюбинская долина определяется следующими основными положениями:

- Имеется возможность полного отбора водного стока реки Зеравшан (в среднем течении), равного $1800 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, без ущерба нижерасположенным странам и отраслям.

- Использование водного стока реки Зеравшан для реализации этого проекта переброски стока требует строительства ряда ГЭС деривационного типа (с суммарной мощностью 250 МВт) с протяженностью туннелей от 10 до 20 километров на каждой ступени.

- Для оптимизации и повышения эффективности работы каскада деривационных ГЭС необходимо регулирование водного стока реки (сезонного и частично многолетнего), что требует сооружения водоподъемной плотины с высотой не менее 159 метров.

- Так как в самой Зеравшанской долине не имеется сегодня и не предполагается в обозримом будущем достаточно мощных предприятий, способных потребить вырабатываемую каскадом планируемых ГЭС электроэнергию, использование последней возможно только в самой, достаточно развитой в

промышленном отношении Согдийской области (Бывшей Ленинабадской). Это требует строительства высоковольтной ЛЭП (200-300 километров длиной) через Шахрйстанский горный хребет.

- Регулируемый водный сток после его переброски может быть эффективно использован в Ура-Тюбинской зоне Согдийской области, где имеется около $100 \cdot 10^3$ гектаров плодородной земли. Альтернативный вариант орошения этой зоны за счет протекающей рядом с ней реки Сыр-Дарья, требует неоправданных сегодня финансовых и материальных и энергетических затрат, не говоря уже о дефиците воды в этом источнике.

Реализация рассматриваемого проекта переброски обеспечит повышение уровня гарантированности обеспечения речной водой уже существующих массивов орошения ($100 \cdot 10^3$ га) и возможности устойчивого орошения новых плодородных земель ($30 \cdot 10^3$ га).

Состав проекта рассматриваемого варианта переброски стока включает:

Водорегулирующую плотину с водохранилищем сезонного и частично многолетнего регулирования.

1. Напорный туннель

2. ГЭС в створе плотины, с параметрами:

a. $H = 159-300$ м (напор)

b. $N = 45-90$ МВт (мощность ГЭС, установленная)

c. $W = 0,19-0,37 \cdot 10^9$ кВт· (выработка электроэнергии ГЭС)

d. $Q_{ГЭС} = 30$ м³/с (расчетный расход ГЭС)

e. $Q_{ср. \text{ многолетний}} = 25$ м³/с (расход реки)

3. Каскад деривационных ГЭС:

a. $H = 250-500$ м (напор)

b. $N = 150-300$ МВт (мощность ГЭС, установленная)

c. $W = 0,5-1,0 \cdot 10^9$ кВт· (выработка электроэнергии ГЭС)

d. $Q_{ГЭС} = 60$ м³/с (расчетный расход ГЭС)

Дополнительно к этому, уже непосредственно на деривационных каналах в самой УраТюбинской долине возможно и целесообразно строительство многих МГЭС (суммарной мощностью 10-15 МВт), после чего общая установленная мощность всех ГЭС достигнет 200-400 МВт.

Рассматривая в качестве основного технико-экономического критерия минимизацию длины водотранзитного туннеля, было рассмотрено несколько вариантов компоновки основных сооружений, учитывающих географические и топографические условия.

В качестве основных трасс туннеля были выбраны:

1. Эсизи Боло – река Сардали
2. Эсизи Боро - Расровут
3. Обурдон – река Янгиарык
4. Вешаб – река Арглы

Вариант переброски Эсизи Боло – река Сардали с длиной туннеля порядка 23 километра, возможен только при условии начальной переброски стока на территорию Кыргызстана, поэтому был отвергнут сразу.

Следующий вариант переброски Эсизи Боро – Расровут, эффективен только при чисто ирригационном варианте переброски стока, не обеспечивая необходимое энергетическое его использование и, кроме того, предусматривает промежуточную переброску стока в реку Дакатсу, которая также частично располагается в Кыргызстане.

Из 2-х оставшихся вариантов трасса Вешаб – река Арглы имеет минимальную длину туннеля, но более внимательное рассмотрение показывает, что отметка водовыпуска туннеля выше его водозабора. Необходимо некоторое смешанные трассы туннеля вверх по течению. Оптимальный вариант трассы туннеля может быть найден после более подробных топографических и инженерно-геологических изысканий. Ориентировочные расчеты показывают, что длина такого туннеля составляет 15-17 километров.

Таким образом, предлагаемый проект переброски имеет синергетический эффект, обеспечивающий совмещение интересов ирригации и энерге-

тики со снижением общей стоимости проекта за счет одновременного использования основных сооружений проекта (плотин и туннелей) для обеих этих целей.

По сравнению с изолированной реализацией проектов ирригации и энергетики, их совместное осуществление требует даже меньшей длины туннеля, и при этом существенно сокращается количество плотин, особенно для целей гидроэнергетики.

Синергетический эффект (снижение стоимости интегрального проекта по сравнению с суммой стоимости двух изолированных проектов) достигается в том числе за счет исключения необходимости строительства высоковольтной ЛЭП через Шахристанский горный хребет, так как каскад деривационных ГЭС в интегрированном варианте располагается уже после выхода их туннеля, в Согдийской области Таджикистана.

Сметная стоимость гидроэнергетического раздела проекта сегодня, на предпроектной стадии, была рассчитана на основании аналогов, рассмотренных было показано, что средняя стоимость ГЭС в ценах 1984 года равна 352.7 долл./кВт.

Сметная стоимость ГЭС на реке Зеравшан, общей установленной мощностью 400 000 кВт, в соответствии с этим будет равна:

$$P_{\text{сумм}} = 352.7 \text{ долл./кВт} * 400 * 10^3 \text{ кВт} = 140 \text{ млн \$}$$

С учетом стоимости ирригационного раздела проекта переброски, обеспечивающей дополнительное орошение 100 гектар (Таджикгипроводхоз, цены 1984г), равной 290 млн. руб., окончательная общая сметная стоимость проекта переброски стока Зеравшан-Уратюбинская зона орошения будет равна 430 млн. \$ (430 млн. руб. в ценах 1984 года).

При ежегодной выработке электроэнергии на всех ГЭС (1,5 млрд. кВт.ч) и прогнозном тарифе на электроэнергию 0,05 долл/кВтч, ее общая стоимость будет равна:

$$1,5 * 10^9 \text{ кВтч} * 0,05 \text{ долл/кВтч} = 75 \text{ млн. \$}$$

Отсюда, общий срок окупаемости энергетического раздела проекта переброски будет менее двух лет:

$$T_{\text{окуп}} = 140 \text{ млн \$} / 75 \text{ млн. \$ / год} = 1,87 \text{ года}$$

И даже общий срок окупаемости проекта переброски за счет одной энергетики будет меньше нормативно принятых значений (8 лет):

$$T_{\text{окуп}} = 430 \text{ млн \$} / 75 \text{ млн. \$ / год} = 5,73 \text{ года}$$

Можно также отметить высокую эффективность и ирригационной части проекта. Ее можно оценить следующим образом. Если принять, что на всех новых орошаемых территориях наиболее экономически выгодной культуры – винограда (для дальнейшего производства кишмиша), общая стоимость всей товарной продукции будет равна:

$$P_{\text{общ}} = 80000 \text{ га} * 150 \text{ центн / га} * 0,25 * 150 \text{ долл / цент} = 450 \text{ млн. долларов,}$$

где:

80000 га – общая площадь новых орошаемых земель

150 цент / га – средняя урожайность винограда

0,25 – выход кишмиша из винограда, по весу

150 долл / центнер – стоимость кишмиша на мировых рынках.

Это больше общей сметной стоимости интегрированного проекта (430 млн. долл) и в 1,5 раз больше стоимости ирригационного раздела проекта (290 млн. руб в ценах 1984 г. = 290 млн\$):

$$450 / 290 = 1,55$$

Можно отметить также большую социальную и политическую роль рассматриваемого проекта переброски – освоение новых сельскохозяйственных территорий и строительство промышленных предприятий по переработке сельхозпродукции, что в свою очередь приведет к созданию новых рабочих мест и соответствующего улучшения условий жизни местного населения.

Кроме того, важно отметить высокую экологичность проекта переброски – он не имеет никаких источников загрязнения.

Наличие регулирующей емкости повышает водообеспечение и улучшает, таким образом, экологическую обстановку во всем нижерасположенном

бассейне реки. Кроме того, наличие водосбросов-регуляторов как в створе плотине, так и на ирригационном туннеле в Ура-Тюбинскую зону позволяет эксплуатировать весь гидроузел в любом необходимом режиме, уточняя его в соответствии с меняющимися условиями и требованиями.

И, наконец энергетический раздел проекта будет способствовать повышению энергогезависимости республики.

Переброска стока *Пяндж-Вахи*

Этот проект разработан в 90-х годах прошлого века в Таджикском институте ГИДЭП и Московском институте Гидроспецпроект:

Целью проекта является повышение регулирующей способности существующего и успешно эксплуатируемого каскада Вахшских ГЭС за счет дополнительной подачи на него части водного стока реки Пяндж. То есть, по сути дела предусматривается также использование и регулирование стока р. Пяндж, но на каскаде Вахшских ГЭС

При этом используются только самые простые гидротехнические сооружения, без использования сложного технологического оборудования:

- Водопрпускной туннель максимальной пропускной способностью 1000 м³/с.
- Водонапорная плотина, обеспечивающая забор воды в туннель
- Ремонтные затворы
- Рабочие затворы

Дополнительно используемая на каскаде Вахшских ГЭС вода из реки Пяндж, кроме того, что увеличит общий объем регулируемого стока, будет большую часть года поддерживать и более высокие напоры. Это существенно увеличит выработку электроэнергии на каскаде Вахшских ГЭС, причем на всех станциях каскада, так как дополнительный водный сток из реки Пяндж будет передаваться на каскад Вахшских ГЭС выше самой первой станции каскада, даже после завершения строительства Рогунской ГЭС – в реку Обихингоу.

Вахшский каскад при этом сможет работать, как в базовом, так и пиковом режимах.

Расчеты показывают, что при оптимальном объеме водохранилища на р. Пяндж, равном четырем кубокилометрам, ежегодный прирост одной только зимней выработки существующего каскада Вахшских (без Рогун) будет составлять 5,5 млрд. кВтч, а общегодовой выработки- 14,7 млрд. кВтч. После завершения строительства Рогунской ГЭС на р. Вахш, эти параметры практически удвоятся.

Дополнительная выгода от этого проекта состоит в том, что в дальнейшем, при освоении водно-энергетических ресурсов самой реки Пяндж, на это потребуются существенно меньше сил и средств, так как определенная доля водного стока реки будет уже освоена и использована. Все основные сооружения ГЭС на Пяндже могут иметь в этом случае меньшие размеры.

И, наконец, дополнительная переброска стока Пяндж-Вахш, будет в определенной степени способствовать улучшению ситуации в ирригации [1, 14].

1.3. Учет экологических и международных аспектов развития энергетического комплекса Таджикистана

Вопросы, связанные с экологией, при гидро-угольных сценариях развития могут возникать в Таджикистане только в связи с использованием второго по запасам энергетического ресурса – угля [1].

Что же касается экологии, - загрязнения окружающей среды энергетическими выбросами – двуокисями углерода (CO_2) и других загрязняющих веществ, то гидроэнергетика является практически абсолютно экологически чистой энергетикой, в то же время угольная тепловая энергетика за счет сжигания топлива выбрасывает в атмосферу 3,7 тонн углекислоты на каждую тонну используемого топлива [2]. В принципе, сегодня существуют технологии очистки выходящих газов, позволяющие захватить и утилизировать эту

углекислоту и другие вещества, но они очень дорого и тогда тепловая энергетика становится неконкурентоспособной [16, 19, 21].

Расчеты экономической эффективности комбинированной энергосистемы, состоящей из ГЭС и традиционных ТЭС, с учетом затрат на экологию, показаны в таблице 1.9.

Вычисление общей прибыли в этой таблице 1,9 приводилось по формуле:

Таблица 1.9

Экономическая эффективность гидро-угольных вариантов развития энергетики Республики Таджикистан

Относительная доля ГЭС и угольной ТЭС		Общая прибыльность, млрд. долл./ год			
		При тарифе 2 цента за кило- ватт.час		При тарифе 6 цента за киловатт.час	
ГЭС, %	ТЭС, %	Без учета экологических затрат	С учетом затрат на экологию	Без учета экологических затрат	С учетом затрат на экологию
100	0	0.24	0.24	0.84	0.84
90	10	0.171	0.1635	0.771	0.7635
80	20	0.102	0.087	0.702	0.687
70	30	0.033	0.0105	0.633	0.6105
60	40	-0.036	-0.066	0.564	0.534
50	50	-0.105	-0.1425	0.495	0.4575
40	60	-0.174	-0.219	0.426	0.381
30	70	-0.243	-0.2955	0.357	0.3045
20	80	-0.312	-0.372	0.288	0.228
10	90	-0.381	-0.4485	0.219	0.1515
0	100	-0.45	-0.525	0.15	0.075

$$П_{\text{эн. сист.}} = (\text{Ц} - \text{Д}_{\text{г.э}} \times \text{С}_{\text{г.э}} - \text{З}_{\text{эк}} \times \text{Д}_{\text{уг}} \times \text{С}_{\text{уг}}) \times W,$$

где:

$P_{\text{эн. сист.}}$ - общая годовая прибыль гидро-угольной энергосистемы,

Ц-отпускной тариф на электроэнергию=0.025 долл/кВт.ч (принят с учетом утвержденной Правительством Таджикистана перспективы),

$D_{\text{г.э}}$ - доля гидроэнергии в системе,

$D_{\text{уг}} = (1 - D_{\text{г.э}})$ -доля угольной энергетики в системе,

$C_{г.э}$ - себестоимость гидро-электроэнергии = 0.004 долл/кВт.ч. (средняя для Таджикистана за 1985-90 гг.),

$C_{уг}$ - себестоимость тепловой электроэнергии = 0.05 долл/кВт.ч. (по данным ТЭО Фан-Ягнобской ГРЭС),

$Z_{эк}$ - коэффициент, учитывающий экологические затраты на ТЭС, = 1.1 (для ТЭС = 1,1; для ГЭС = 0),

W - общая выработка энергосистемы в год = 15 млрд. кВт.ч./год.

Эти расчеты говорят о том, что сегодня, при тарифе два цента за киловатт.час, комбинированная гидро-угольная энергетика может быть безубыточной только если доля тепловой энергетике в ней не превышает тридцати процентов. При тарифе шесть центов за киловатт.час безубыточность обеспечивается даже для полностью тепловой энергетике.

Второе ограничение использования угля в энергетике связано с условиями Киотского протокола, ограничивающего выбросы парниковых газов, прежде всего CO_2 , уровнем 1990 года. Результаты соответствующих исследований, проводимых в Таджикистане в 2000 году в рамках программы ПРООН, показаны в таблице 1.10. Так как какого-либо ощутимого развития промышленной энергетике в настоящее время по сравнению с 1998 годом в республике не производилось, то можно видеть, что у Таджикистана, даже без увеличения его квоты на эмиссию CO_2 в связи с уровнем развития страны, есть энергетический резерв эмиссии диоксида углерода, равный:

$$21.9 - 1.7 = 20.2 \text{ тыс. Га.}$$

Таблица 1.10

Суммарные выбросы парниковых газов в Таджикистане,
тыс. Гг CO_2 – эквивалента

Парниковые газы	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Диоксид углерода	21.9	24.9	18.9	13.2	6.4	4.1	3.1	3.1	1.7
Метан	0.27	0.27	0.32	0.04	0.02	0	0	0	0
Закись азота	0.012	0.009	0.012	0.006	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003

Источник: Статагентство РТ

Принимая за аналог Фан-Ягнобскую ГРЭС, где удельный годовой расход угля на 1000 Мвт. мощности равен 2.1 млн. тн, отсюда получим, что максимальная дополнительная мощность тепловых станций энергосистемы Таджикистана, ограничиваемая условиями Киотского протокола будет равна:

$$(20.2 : (2.1 \times 3.67)) \times 1000 = 2857 \text{ МВт}$$

В то же время, как показано ранее, для развития энергетики и экономики Таджикистана до среднемирового уровня необходимо общее увеличение энергопроизводства и потребления в 3 раза. Это входит в явное противоречие с обязательствами Таджикистан по Киотскому Протоколу, к которому он официально присоединился в 2008 г. Согласно этим обязательствам, общий уровень эмиссии парниковых газов в стране должен сохраняться на уровне 1990 г.

Особенно низкие показатели выброса этого основного для энергетики парникового газа по отношению к используемой электроэнергии (Рисунок 1.2).

В известной мере это связано с тем, что практически вся электроэнергия в Таджикистане вырабатывается на экологически чистых ГЭС. Но основная причина – в неэффективном использовании электроэнергии в экономике. Очень большая часть ее сегодня в республике потребляется в бытовой, социальной сфере и сфере услуг, не производящих парниковые газы, в ущерб промышленности, которая эти газы производит [3, 4, 5, 6].

Поэтому, необходимое для вывода экономики страны на среднемировой уровень увеличение выработки электроэнергии в 3 раза, даже если вся она будет вырабатываться на ГЭС приведет к такому же кратному увеличению эмиссии CO₂. Не улучшит ситуацию и повышение энергоэффективности экономики – она сможет в лучшем случае уменьшить выбросы на единицу ВВП, которые сегодня, как показывает Рисунок 3.1, значительно превышают среднемировой уровень [7 - 12].

Сегодня по выбросам CO₂ Таджикистан формально находится на уровне лучших в этом контексте стран. Как показывают Рисунок 1.3 - 1.5, промышленные выбросы CO₂ в республике значительно ниже, чем в большинстве других стран,

как при расчете на душу населения, так и на единицу используемого нефтяного эквивалента.

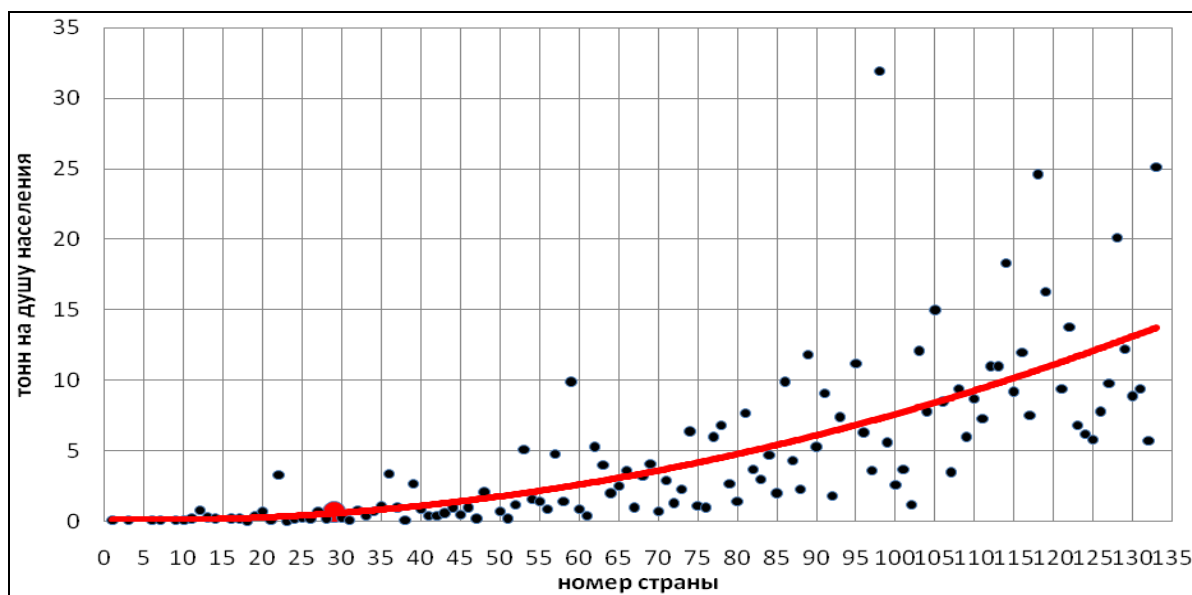


Рисунок 1.2. Промышленные выбросы CO_2 на душу населения в Таджикистане и других стран мира (Отчеты о человеческом развитии ПРООН), Собственные расчеты (Таджикистан под № 29)

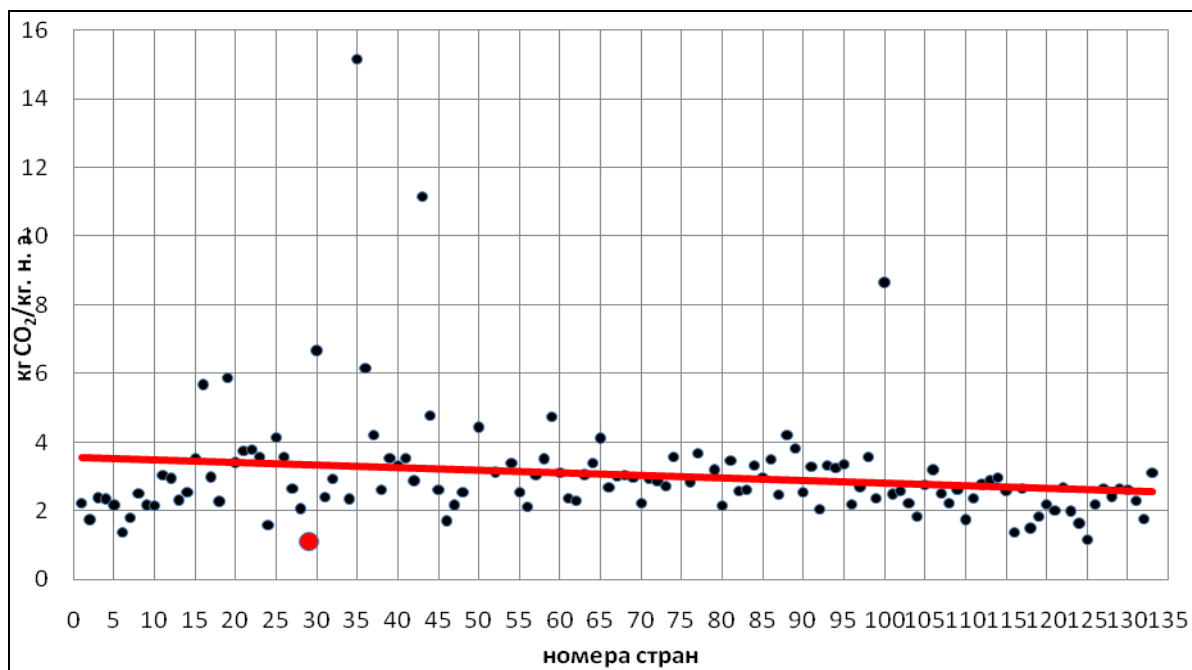


Рисунок 1.3. Промышленные выбросы CO_2 (кг)/кг.н.э.. Отчеты о человеческом развитии ПРООН, Собственные расчеты (Таджикистан под № 29)

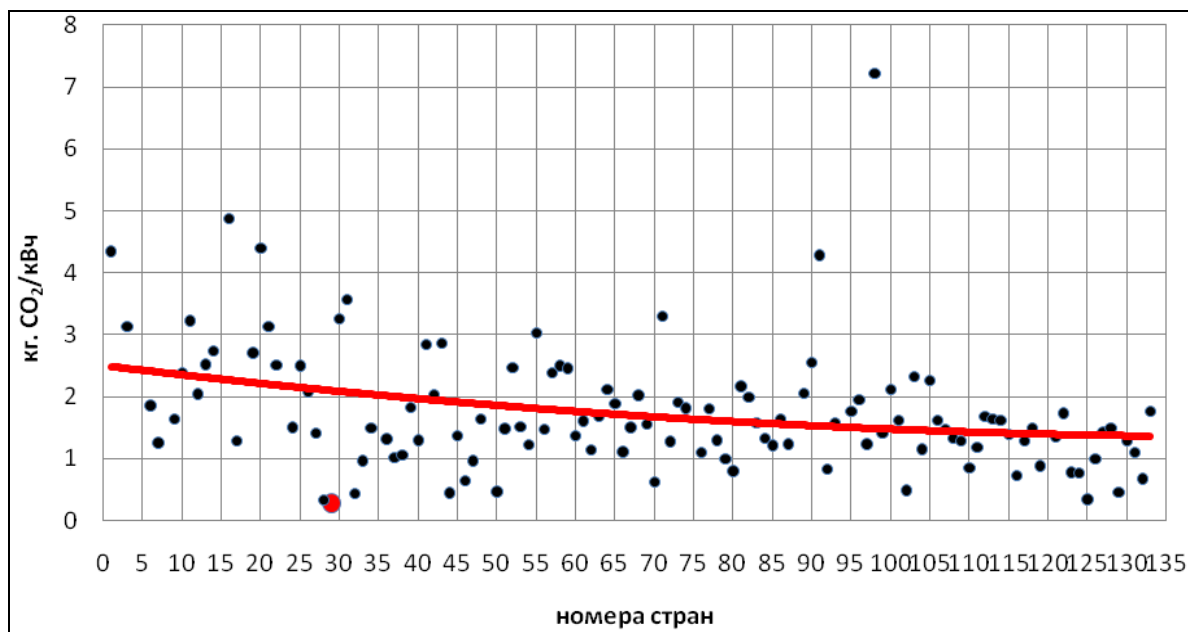


Рисунок 1.4. Промышленные выбросы CO₂ (кг)/кВтч. На душу населения. Отчеты о человеческом развитии ПРООН, Собственные расчеты (Таджикистан под № 29)

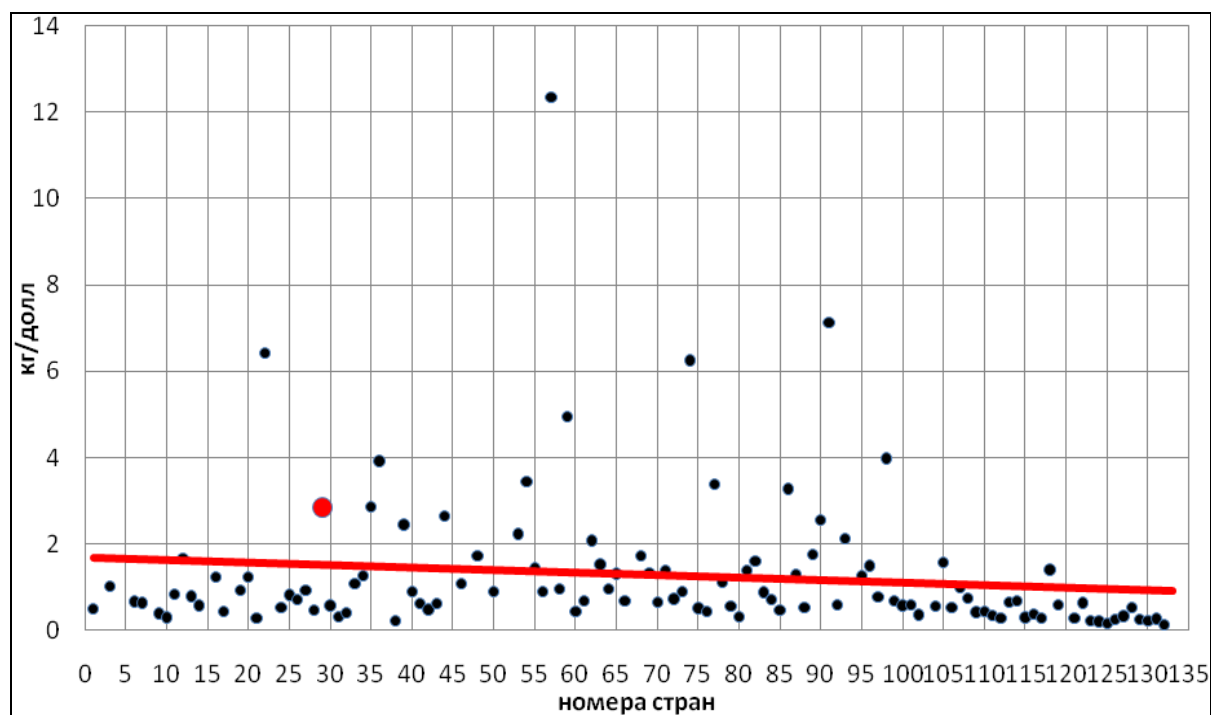


Рисунок 1.5. Выбросы CO₂ (кг)/ВВП (долл) на душу населения. Отчеты о человеческом развитии ПРООН, Собственные расчеты. (Таджикистан под № 29)

В результате, можно с уверенностью принять, что при росте экономики Таджикистана до среднемирового уровня, выбросы CO₂ также будут иметь сред-

немировое значение. Невозможно предположить другое – что Таджикистан, достигнув в результате больших усилий только среднемирового уровня экономического развития, будет в то же время «впереди планеты всей» по уровню выбросов парниковых газов. В соответствии с Рисунок 1.3÷1.5, они будут равны:

- на доллар ВВП на душу населения (к 1994 г) – 1.5 кг. CO₂
- на кВтч электроэнергии на душу населения (к 2002 г) – 1.7 кг. CO₂
- на кг. нефтяного эквивалента (к 1994 г) – 3.0 кг. CO₂

Среднемировые значения самих показателей развития в эти же годы составляли:

- ВВП на душу населения – 5339 долл.
- удельное потребление электроэнергии– 3332.5 кВт.ч. на человека в

год

- потребление энергии в нефтяном эквиваленте – 1686 кг.

В соответствии с этим, принимая минимальную численность населения Таджикистана равной 10 млн. человек, можно рассчитать суммарные выбросы CO₂, которые будут иметь место в республике при достижении ей среднемирового уровня экономического развития. Получим:

- для расчета по ВВП: $1.5 \times 5339 \times 10\,000\,000 = 80,08$ млн. тонн.
- для расчета по потреблению эл. энергии: $1.7 \times 3332.6 \times 10\,000\,000 = 56,65$ млн. тонн.
- для расчета по потреблению энергии в нефтяном эквиваленте:
 $3.0 \times 1686 \times 10\,000\,000 = 50,58$ млн. тонн.

Современные удельные выбросы CO₂ в Таджикистане, согласно таблице 3.1 составляют 0.7÷0.71 тн. на душу населения, т. е. 4.9÷5.0 млн. тонн для всей республики в целом.

Таким образом, экономическое развитие Таджикистана до среднемирового уровня неизбежно должно привести к росту эмиссии парниковых газов в 10.1 (50.58/5.0) ÷ 16.4 (80.08/4.9) раз. Этот рост эмиссии парниковых газов, практически совпадает с рассчитанным в разделе 1.2 ростом ВВП, обеспечивающим достижение Таджикистаном среднемирового уровня развития.

В то же время, согласно обязательствам Таджикистана перед Киотским протоколом (Парижское соглашение), у него должен сохраняться общий уровень выбросов парниковых газов, имевший место в 1990 г.

Таким образом, выполнение обязательств Киотского протокола, попросту блокирует, запрещает сколько-нибудь существенное экономическое развитие Таджикистана. Вернее, учитывая добровольное подписание протокола, оно означает также добровольный отказ республики от такого развития.

Это связано с тем, что условия Киотского протокола ограничивают не выбросы на душу населения, что было бы понятно и справедливо, причем и то только в случае, если в качестве границы была бы установлена какая-то общая планка, соответствующая нормальному общемировому уровню развития, а фактические выбросы отдельных стран в 1990 г. При этом, естественно, что для стран, которые в 1990 году находились на низких ступенях развития, такой подход просто блокирует их дальнейшее развитие, то есть консервирует их экономическую отсталость.

Второй, очень серьезной проблемой, сдерживающей развитие энергетики и, соответственно, всей экономики и даже социальной сферы в Таджикистане, сегодня являются межгосударственные отношения с соседними государствами. Страны, расположенные в бассейне Аральского моря ниже Таджикистана и бесплатно получающие водные ресурсы для ирригации, полагаю не желательным строительства новых крупных ГЭС в Таджикистане. Прежде всего, это относился к Узбекистану, использующему более 50 % всех водных ресурсов региона (табл. 1.11).

Таблица 1.11

Использование водных ресурсов в бассейне
Аральского моря (млн. м³ в год)

Государство	1960		1970		1980		1990		1995		2000-2012	
Казахстан	9750	9495	12850	12275	14200	12830	11320	10136	11300	10100	8235	7959

Кыргызстан	2210	2117	2980	2850	4080	3895	5155	4910	4966	4730	3291	3100
Таджикистан	9800	8690	10440	11170	10750	11820	9259	10239	12089	10400	12521	10150
Туркменистан	8070	7950	17270	17092	23000	22735	23338	22963	23230	22470	18075	16788
Узбекистан	30780	27900	48060	43450	64910	55510	63611	58156	54220	49020	62833	56660
Всего бассейн Аральского моря	60610	56152	94560	86837	120690	106790	116271	106404	105805	96720	104955	94657
в т.ч. Амударья	30970	28550	53220	49282	66950	60345	69247	65151	64392	60700	66079	59568
Сырдарья	29640	27602	41340	37555	53740	46445	47024	41253	41413	36020	38876	35089

Источник: НИЦ МКВК

Как уже показано в предыдущем разделе, развитие угольной энергетики может в определенной мере способствовать снижению напряженности межгосударственных отношений в области комплексного и совместного использования водно-энергетических ресурсов для энергетики и орошаемого земледелия в бассейнах рек Аму и Сыр-Дарья в Центральной Азии.

Но кардинальное решение возможно только при обеспечении совместного управления их использованием [22]. При этом страны нижнего течения и в первую очередь Узбекистан должны признать объективную необходимость и даже безальтернативность развития таджикской гидроэнергетики, а Таджикистан в свою очередь должен учитывать национальные интересы стран, расположенных ниже по течению рек в ирригационном использовании водного стока. Сегодня разработано достаточно обоснованные технико-экономические предложения по решению этой проблемы [136]. При этом Правительство Таджикистана подтверждает свою приверженность международному водному праву и готовность учитывать интересы соседних стран.

Но сегодня при крайне низком уровне доверия между государствами региона этого явно недостаточно. Прогресс может быть достигнут только путем подготовки и подписания соответствующего межгосударственного соглашения с четкими обязанностями и ответственностью сторон. Причем желательно иметь гаранта выполнения этого соглашения в лице мировых банков или региональных организаций, имеющих соответствующие механизмы воздействия.

1.4. Экономическая эффективность энергетического комплекса как фактор обеспечения устойчивого развития

Экономическую эффективность базового гидро-угольного сценария развития энергетики Таджикистана можно оценить на основе сравнительного анализа себестоимости вырабатываемой электроэнергии [56].

Сегодня энергосистема Таджикистана работает в режиме выживания и вынуждена компенсировать недостаток средств снижением затрат. Фактические эксплуатационные затраты в энергосистеме Таджикистана в настоящее время при тарифе менее 3-х центов за киловатт.час (фактическая себестоимость) и больших дебиторских и кредиторских задолженностях, существенно ниже необходимых и поэтому непригодны для анализа. А методик для расчета эксплуатационных затрат сегодня не существует [23, 24].

В этих условиях надежная оценка себестоимости производства электроэнергии возможна только для периода ее эксплуатации, когда ее мощность уже сформировалась, а финансовое положение в ней и в республике в целом, было устойчивым. В качестве такого периода можно принять отрезок времени от 1985 до 1990 годы.

Один доллар в этот период (непосредственно для энергетики Таджикистана, как одной из республик СССР) был равен одному рублю (расчеты Акционерного общества «Институт Гидропроект»).

При таких предпосылках, анализ себестоимости электроэнергии в Таджикистане показан в таблице 1.12.

Таблица 1.12

Себестоимость электроэнергии энергокомпаний Таджикистана

Год	Себестоимость, млн. долл.					Выручка, \$млн.	Прибыль, \$млн.	Выработка, ГВт.ч.	Себестоимость, цент/кВт.ч.		
	Всего	В том числе							фактический	без ст. 5 и 6	без ст. 4, 5 и 6
		Заработная плата	Амортиза- ция	Покупка топлива	Покупка эл.энергии						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1985	109,5	5,53	35,4	19,9	32,7	212,1	102,6	15,65	0,70	0,36	0,14
1986	154,3	12,2	37,2	22,2	71,8	220,5	67,86	13,52	1,14	0,45	0,17
1987	129,2	12,9	39,8	20,0	43,4	225,1	95,85	15,81	0,82	0,42	0,16
1988	131,0	13,0	40,5	19,4	43,4	253,9	126,4	18,79	0,70	0,36	0,15
1989	143,4	17,7	42,5	22,9	47,4	227,0	88,06	15,25	0,94	0,48	0,20
1990	137,4	22,2	46,7	21,2	29,2	224,1	94,52	18,09	0,76	0,48	0,22
Ср.	134,1	13,9	40,36	20,93	44,65	227,1	95,88	16,19	0,84	0,42	0,17

Видно, что себестоимость электроэнергии в Таджикистане в 1985-90 годах равнялась 0,84 цента/кВт.ч.

Но из этой величины необходимо исключить затраты на стоимость покупного топлива - газа из Узбекистана (столбец 5) и затраты на покупную электроэнергию из ОЭС ЦА (столбец 6), как не имеющие отношения к собственно гидроэнергетике.

В результате истинная удельная себестоимость гидроэнергии Таджикистана, как показано в столбце 11 таблицы 1.12, будет равна 0,42 цента/кВт.ч. В действительности, истинная себестоимость электроэнергии в Таджикистане сегодня может быть даже меньше, чем 0,4 ц/кВт.ч., в связи с тем, что в рассматриваемый период времени существенная часть ее относится к амортизационным затратам. В СССР амортизационные затраты были завышены, так как использовались как один из главных источников инвестиций в экономику. в том числе и в саму гидроэнергетику. То есть они играли роль необлагаемой налогом прибыли. Сегодня такие реновационные амортизационные отчисления в структуре себестоимости продукции в Таджикистане от-

сутствуют. В результате общие амортизационные затраты энергосистемы сегодня очень незначительны и с учетом отмеченного выше уменьшения расходов на оплату труда и социальные нужды могут быть приняты равными нулю [26 - 28]. В результате, окончательно, как показано в столбце 12 таблицы, значение себестоимости электроэнергии гидроэнергетики Таджикистана будет составлять 0,17 цент/кВ.ч.

Необходимую для сравнительного анализа себестоимость тепловой энергии ТЭС можно рассчитать по материалам ТЭО Фан-Ягнобской ГРЭС, которое было разработано институтом Атомтеплоэнергопроект в 80-х годах прошлого века.

Топливом для этой ТЭС предполагалось использовать уголь Фан-Ягнобского месторождения, уже разрабатываемого в тот период (также как и сейчас).

Фан-Ягнобской ГРЭС имеет следующие параметры:

- $N = 2$ МВт (установленная мощность ГРЭС)
- $W = 9,2 \cdot 9.185$ ТВт.ч/год (проектная выработка электроэнергии)
- $P_{\text{год}} = 4.2$ млн. тн./год (объем угля на производство электроэнергии)

Сметная стоимость ГРЭС равна 1165,6 млн. долл. включала в себя стоимость ГРЭС (668,1 млн. долл.); затраты на развитие угольного месторождения (367.2 млн. долл.) и стоимость ЛЭП (59 млн. долл.).

Общие эксплуатационные издержки ГРЭС планировались равными 410,8 млн. долларов, в том числе:

- 266.96 млн долл. – эксплуатация и содержание ГРЭС
- 112.0 млн. долл. – эксплуатация и содержание угольного месторождения Фан-Ягноб
- 3.7 млн. долл. – эксплуатация и содержание ЛЭП
- 23.11 млн. долл. – затраты на транспорт угля от месторождения к ГРЭС.

В результате общая себестоимость всего комплекса (добыча угля, транспорт угля, производство электроэнергии и транспорт электроэнергии) была рассчитана равной 4.94 цент/кВт.ч, в составе которой топливная составляющая равна 1.45 цент/кВт.ч.

Все эти расчеты себестоимости электроэнергии ГЭС и ТЭС выполнены для 80-х годов прошлого века. Очевидно, сегодня они будут другими, но их отношение будет одним и тем же.

Поэтому можно признать, что и сегодня истинная себестоимость гидроэнергии порядка в пять раз меньше себестоимости электроэнергии ГРЭС, даже для ГРЭС, для которой отсутствуют необходимые затраты на социальное развитие территории и затраты на обустройство угольного месторождения.

Любое развитие энергетики предполагает инвестирование средств для строительства новых электростанций и инфраструктуры [19-А; 21-А; 22-А]. В любом случае, даже при использовании на начальном этапе заемных средств источником таких инвестиций может быть только прибыль уже существующей системы [29 - 34].

И предыдущий опыт показывает, что прибыль таджикской энергетики может быть вполне достаточной для этих целей. На Рисунок 1.6 видно, что в 90-е годы 20-го века, когда ее мощность достигла сегодняшнего уровня фактическая прибыль ее достигла 150 млн. долл. в год. К сожалению, после этого, прибыльность энергосистемы Таджикистана резко снизилась и сегодня практически находится на нулевом уровне [4].

Основной причиной такого положения являются низкие тарифы на вырабатываемую электроэнергию. Как показывает Рисунок 1.1, он сегодня составляет менее 3 цент/кВт.ч, что существенно ниже не только мировых, но даже региональных тарифов.

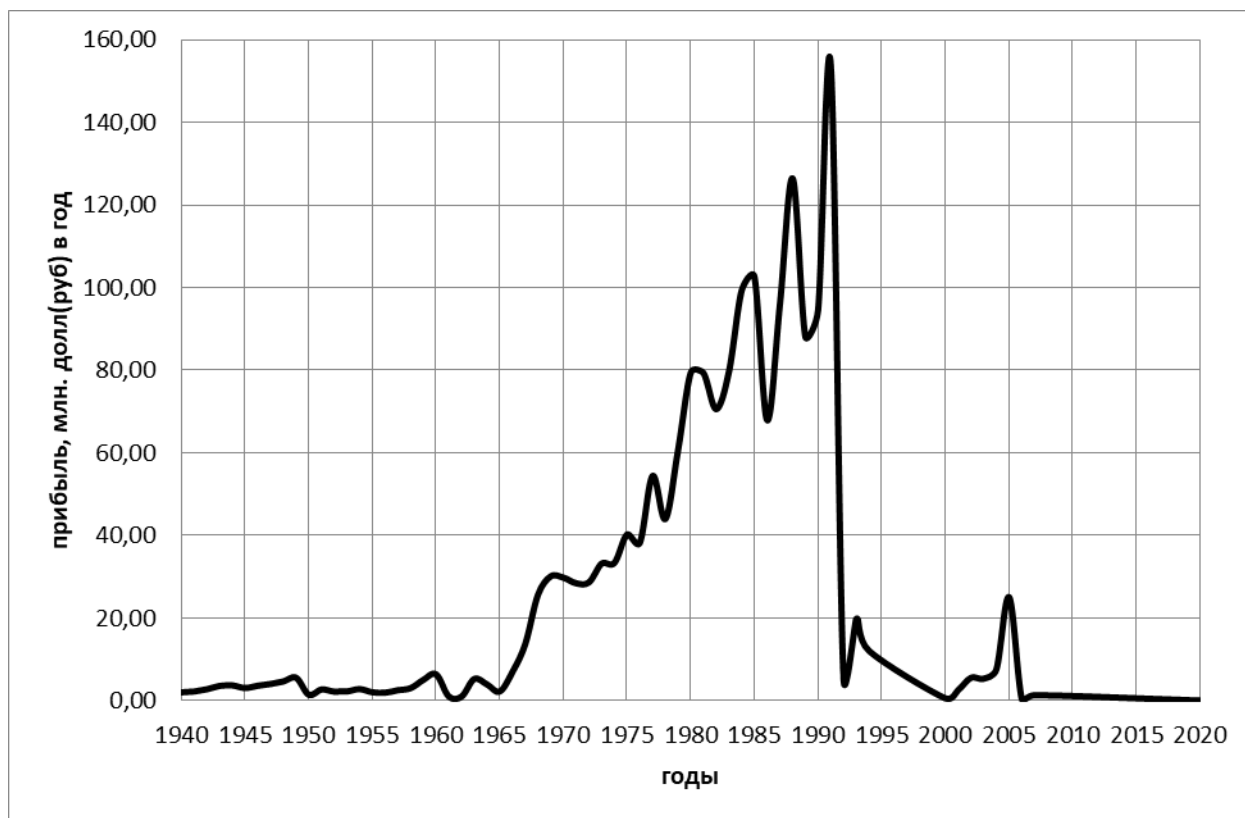


Рисунок 1.6. Прибыльность энергосистемы Таджикистана.

На первый взгляд может показаться, что сегодняшние тарифы в республике даже выше, чем в 90-е годы прошлого века, когда энергетика, как отмечено выше, была высоко прибыльной. Это противоречие связано с эффектом инфляции – ростом цен на все товары и услуги. Как показано в разделе 2.8, с 90-х годов до настоящего времени интегрированный рост цен в энергетике составляет, как минимум в 5 раз. Таким образом, чтобы достичь сегодня такого же паритета цен и тарифов, который существовал в 90-е годы тариф должен быть равен, как минимум 5 цент/кВт.ч.

Отсюда можно сделать основной вывод, что реальное развитие энергетики в Таджикистане сегодня невозможно без существенного увеличения тарифов на электроэнергию – до уровня 5 и более центов за кило-ватт·час. При этом, как уже указывалось выше, такое увеличение тарифов обеспечит конкурентность развития угольной энергетики [14-А] и сделает реальным осуществление в республике наиболее эффективного гидро-угольного сценария развития.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

Основной промышленной энергетикой Таджикистана является гидроэнергетика. Таджикистан не обладает реальными промышленными запасами нефти и газа. Запасы второго по объёмам энергоресурса – угля – в годовом исчислении в 10 раз меньше ресурсов гидроэнергии. В этих условиях тепловая энергетика на угольном топливе может только дополнять гидроэнергетику.

Гидроэнергетика, в отличие от тепловой энергетикой, не оказывает никакого негативного загрязняющего влияния на окружающую среду. При этом она существенно более дешёвая, чем тепловая, угольная. Приведённый в диссертации анализ показывает, что даже при отсутствии затрат на обустройство угольного месторождения, экономически обоснованный тариф на электроэнергию для ТЭС в 5 и более раз выше, чем для ГЭС. Но в то же время гидроэнергетика проигрывает угольной энергетике по стоимости и срокам строительства, коэффициенту использования установленной мощности и по уровню гарантированного энергоснабжения.

ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТАДЖИКИСТАНА

2.1. Структурные характеристики водно-энергетического комплекса и современные концепции его развития

Энергетика является основой экономического развития всех стран мира во все времена. При этом исторически менялись и сами основные источники энергии – от использования ветра, воды, солнца и дров человечество перешло на ископаемые источники энергии: уголь, нефть и газ, затем атом и термояд. И, наконец в настоящее время мировым трендом развития становится обратный переход к возобновляемым источникам энергии – ветру, воде, солнцу и дровяным паллетам.

Последнее объясняется, как с истощаемостью минеральных топливных ресурсов, так и экологическими проблемами, связанным с глобальным потеплением, ответственность за которое несет во многом традиционная энергетика.

Проблема усугубляется резкой неравномерностью экономического развития развитых и развивающихся стран. Решение ее возможно в рамках Четвертой промышленной революции (Клаус Шваб) в рамках устойчивого эколого-экономического развития.

Таджикистана является одной из пяти республик Центральной Азии, получившей независимость в 1991 году. Он исторически расположен в коммуникационном тупике, выход из которого становится реальным.

Таджикистан обладает разнообразными природными и минеральными ресурсами. Из сырьевых и минеральных ресурсов в Таджикистане имеются:

- Ресурсы черных, цветных, редких, драгоценных и легированных металлов [6-А] (железо, вольфрам, молибден свинец и цинк, медь, сурьма и ртуть, олово, алюминий; золото и серебро).

- горнорудное и горно-химическое сырье - карбонатное сырье, каменная соль, плакиковый шпат, бор, асбест, слюда, тальк, горный хрусталь (пьезокварц), флюорит (оптический); ограночные, поделочные и облицовочные камни;
- строительные материалы - строительные камни, цементное сырье, гипс, сырье для производства извести, песчано-гравийные материалы, сырье для производства кирпича, керамзитовое и аглопоритовое сырье, стекольные пески;
- минеральные краски.

Земельные ресурсы Таджикистана довольно ограничены. Общая площадь территории Таджикистана – 143,1 тыс. км², из них 93% - занимают горы. Всего в республике сельскохозяйственных угодьев – 3864,6 тыс. га. Из них:

- пастбища – 3012, 5 тыс. га;
- многолетние насаждения – 97,4 тыс. га;
- сенокосы – 17,0 тыс. га.

Посевных площадей в Таджикистане – 901,1 тыс. га, из них орошаемых – 738 тыс. га. При численности населения республики – 10 млн. человек, в Таджикистане самая низкая обеспеченность землей из всех стран Центральной Азии – 0,1 га на душу населения.

Общая площадь, покрытая лесом в республике – 420 тыс. га. Общий запас лесонасаждений – 5 млн. м³

Среднемноголетний водный сток рек, формируемый непосредственно на территории Таджикистана – 64 км³/год. Из них в бассейне реки Амударья – 62,9 км³/год, Сырдарья – 1,1 км³/год. В совокупности бассейна реки Зарафшон это составляет – 55,4% всего среднемноголетнего речного стока стран Центральной Азии.

Из общей площади оледенения в Центральной Азии ~17 тыс. км², более 50% приходится на Таджикистан. Общее количество ледников в Таджики-

стане – 8492, с общей площадью оледенения 8476,2 км². Это составляет 6% территории общей территории республики и больше площади пашни в ней. Суммарный объем льда в ледниках Таджикистана ~500 км³. Это 7,6 средне-многолетних годовых стоков всех рек республики.

Из энергетических ресурсов в Таджикистане имеются небольшие доказанные запасы нефти и газа, довольно значительные запасы угля в многочисленных месторождениях, расположенных в основном в горных, труднодоступных районах.

В то же время в Таджикистане имеются огромные ресурсы гидроэнергетики. С учетом средних и мелких рек, общий потенциал гидроэнергоресурсов Таджикистана составляет 527 млрд. кВт.ч. в год.

В суровых природных условиях экономическое развитие Таджикистана стало возможным только на базе опережающего развития энергетики, основой которой является гидроэнергетика. Это справедливо не только для горной и перерабатывающей промышленности, но даже для сельского хозяйства, которое в условиях аридного климата, основывается на орошаемом земледелии, где более половина площадей орошается электрическими насосными станциями.

Начало промышленного и социального развития энергетика Таджикистана получила только в 30-х годах прошлого века. В 1928 году в республике было только несколько дизельных электростанций общей мощностью 690 кВт., вырабатывающих менее 1 кВт.ч электроэнергии на одного жителя. Первая относительно крупная для того времени электростанция - Варзобская ГЭС-1, мощностью 7.1 МВт, была введена в строй в 1937 г. [156]. После этого мощность энергосистемы Таджикистана постоянно возрастала преимущественно за счет ГЭС, строительство которых продолжалось даже во время Великой Отечественной Войны. Особенно интенсивный рост мощности наблюдался в период 1960-1990 гг. и 2020годы (Рисунок 2.1).

В это же время были построены две крупные тепловые станции – Душанбинская и Яванская ТЭЦ, мощностью, соответственно, 198 и 120 МВт.

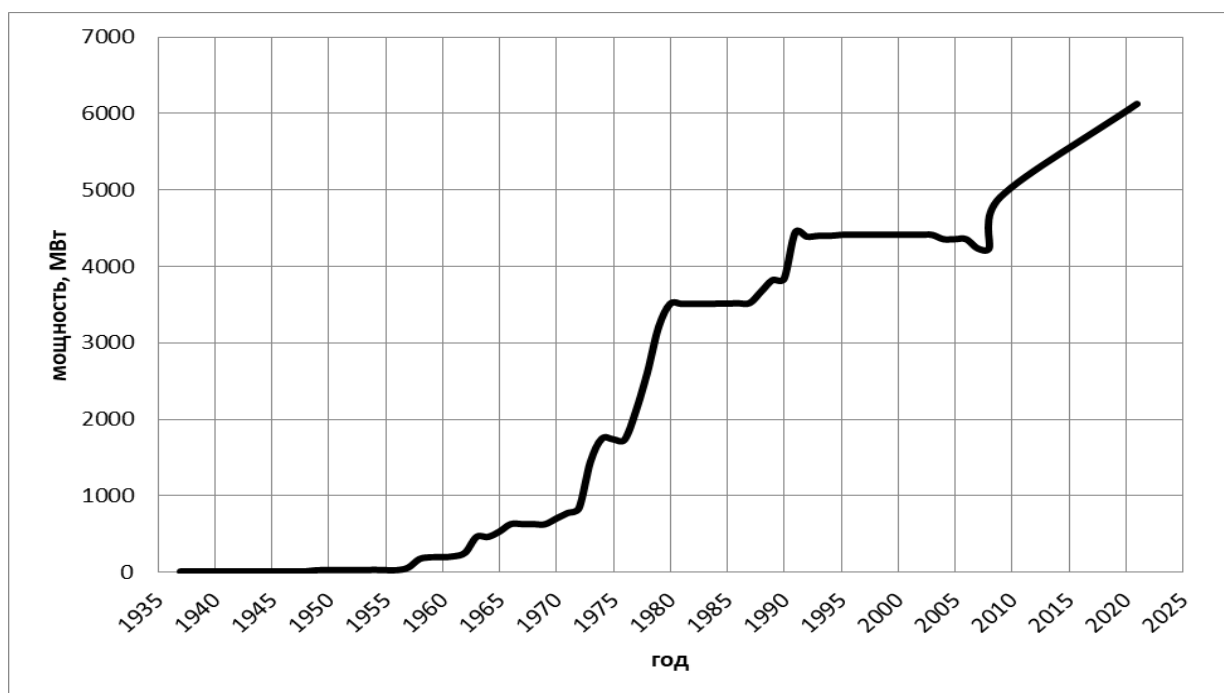


Рисунок 2.1. Развитие энергетики Таджикистана. Источник: Госкомстат РТ.

Еще большее развитие гидроэнергетики предусматривалось в Таджикистане и на следующий период 1990-2005 гг. (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Перспективная программа гидроэнергостроительства
в Таджикской ССР на 1991-2005 годы. (план - прогноз 1990 года)

Периоды	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2010
Мощность, ГВт	3.43	4.11	5.84	2.93
Выработка электроэнергии, ТВт·ч	13.33	12.65	25.65	9.32

Всесоюзное, Ордена Ленина проектно-изыскательское и научно-исследовательское объединение "Гидропроект" им. С.Я. Жука, Москва, 1990г.

После распада СССР, эти планы не были реализованы и первая крупная ГЭС из намеченного перечня – Сангтудинская ГЭС-1, мощностью 670 МВт, была построена с помощью России только в 2009 г.

В настоящее время в республике в Таджикистане закончено строительство Сангтудинской ГЭС-2, мощностью 220 МВт (в кооперации с Республикой Иран).

Большим успехом энергетики Таджикистана является возобновление работ на строительстве крупнейшей в стране и мире Рогунской ГЭС, мощностью 3600 МВт, начатой строительством еще в 70-е годы прошлого века. К 1990 году на ней было выполнено порядка 40% всех объемов работ.

В 2014-16 гг. за счет кредитов Китая в окрестностях г. Душанбе была построена Душанбинская ТЭЦ-2, мощностью 400 МВт.

В настоящее время суммарная мощность энергосистемы Таджикистана составляет 7500 МВт.

При этом в Таджикистане ведется интенсивное строительство малых ГЭС. (табл. 2.2).

Таблица 2.2

МГЭС, построенные после 1991 г.

Регион	Общее количество ГЭС	Суммарная мощность, кВт	Действующие ГЭС		Не действующие ГЭС	
			Количество ГЭС	Суммарная мощность, кВт	Количество ГЭС	Суммарная мощность, кВт
Таджикистан всего	155	12184	105	4686	50	7498
в т.ч.						
ГБАО	35	3432	15	725	20	2707
РРП	74	4685	53	2959	21	1726
Хатлонская область	8	2185			8	2185
Согдийская область	8	1882	37	1002	1	880

Источник: Данные Минпромэнерго Таджикистана.

В результате сегодня и, по-видимому, на обозримую перспективу, базой всей энергетики Таджикистана является гидроэнергетика. И ее доля только увеличивается (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Структура энергобаланса Таджикистана

Виды источников энергии	Доля в %	
	1990 г.	1998÷2005 гг.

Электроэнергия (ГЭС)	48,7	76.1
Нефтепродукты	28,8	9,2
Газ (природный)	17,7	14,2
Уголь	4,8	0,5
ВИЭ	-	-

Источник: Статагенство РТ

Как показывает табл. 2.4, доля гидроэнергии в общем балансе составляет более 95%.

Таблица 2.4

Выработка электроэнергии и теплоэнергии в Таджикистане

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012
Выработка электроэнергии ГЭС, ТВт·ч	14.30	15.20	16.30	16.30	16.90	16.80	17.30	14.80	17.0
Выработка эл. энергии на ТЭС, ТВт·ч	0.13	0.08	0.10	0.15	0.12	0.23	0.38	0.29	0.05
Выработка теплоэнергии на ТЭС:									
тыс. Гкал	335	140	205	346	313	495	683	492	116
в эквиваленте эл. энергии ТВт·ч	0.39	0.16	0.24	0.40	0.36	0.58	0.79	0.57	0.13
Всего выработка энергии на ТЭС, ТВт·ч	0.52	0.24	0.34	0.55	0.48	0.80	1.17	0.86	0.18
Доля ГЭС в общем балансе, %	96.4	98.4	97.9	96.4	97.2	95.2	93.2	94.2	98.9

Наличие тесной связи между общим экономическим уровнем Таджикистана не только в период относительно стабильного развития в период 1913÷1989 гг., но и даже в период кризиса после 1991 г., показывают Рисунок 2.2. и 2.3.

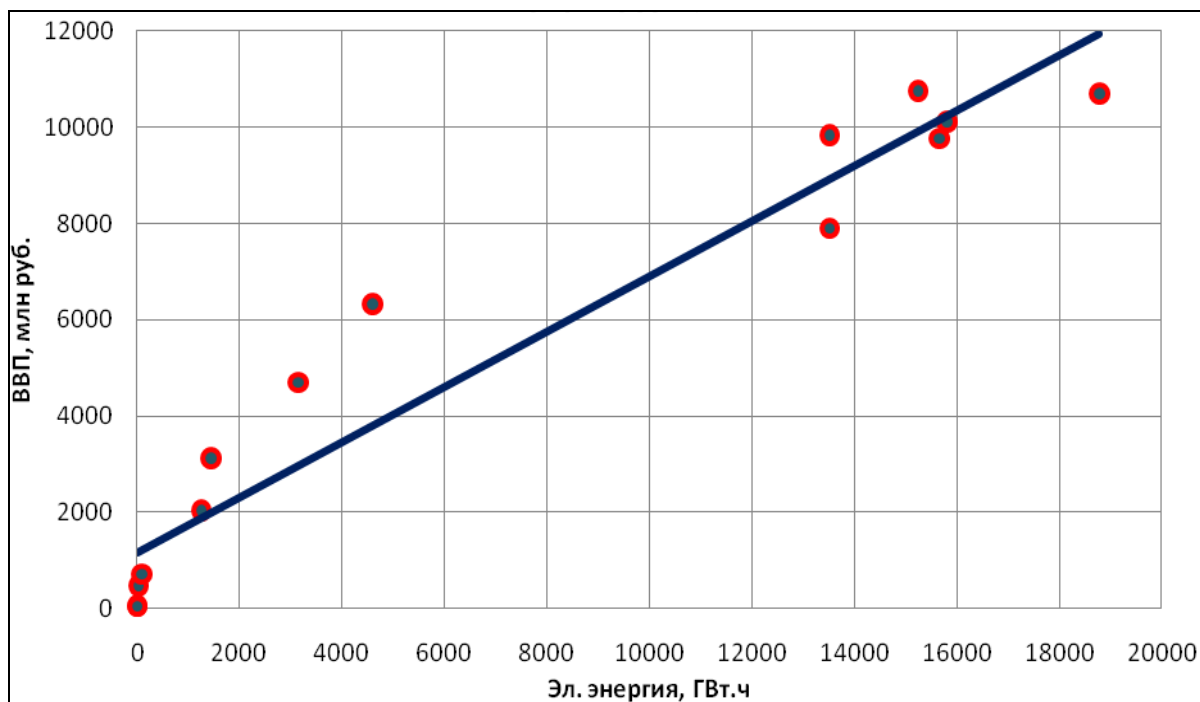


Рисунок 2.2. Зависимость ВВП от производства электроэнергии 1913-1989.
Источник: Статагентство РТ

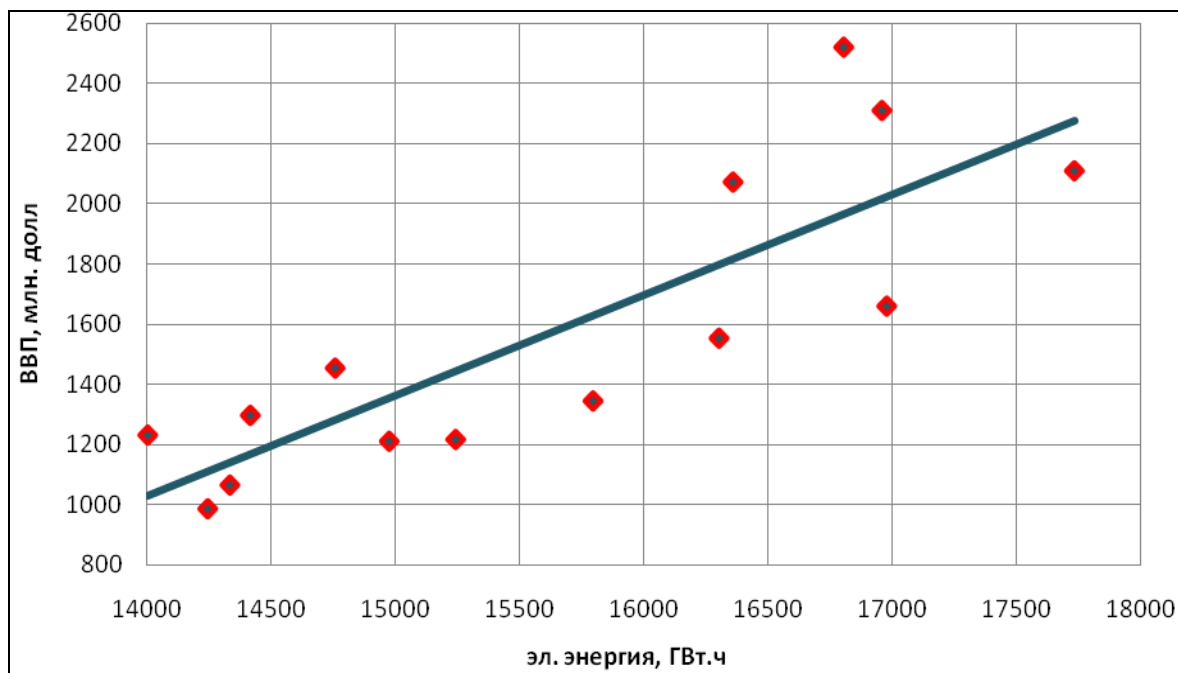


Рисунок 2.3. Зависимость ВВП от производства электроэнергии 1992-2011.
Источник: Статагентство РТ.

Довольно большой разброс точек на этих графиках объясняется влиянием еще одного фактора на экономическое развитие – численности населения, что хорошо показывает Рисунок 2.4. Это объясняется Экономической

политикой, сформированной при СССР, где основным приоритетом была трудовая занятость населения.

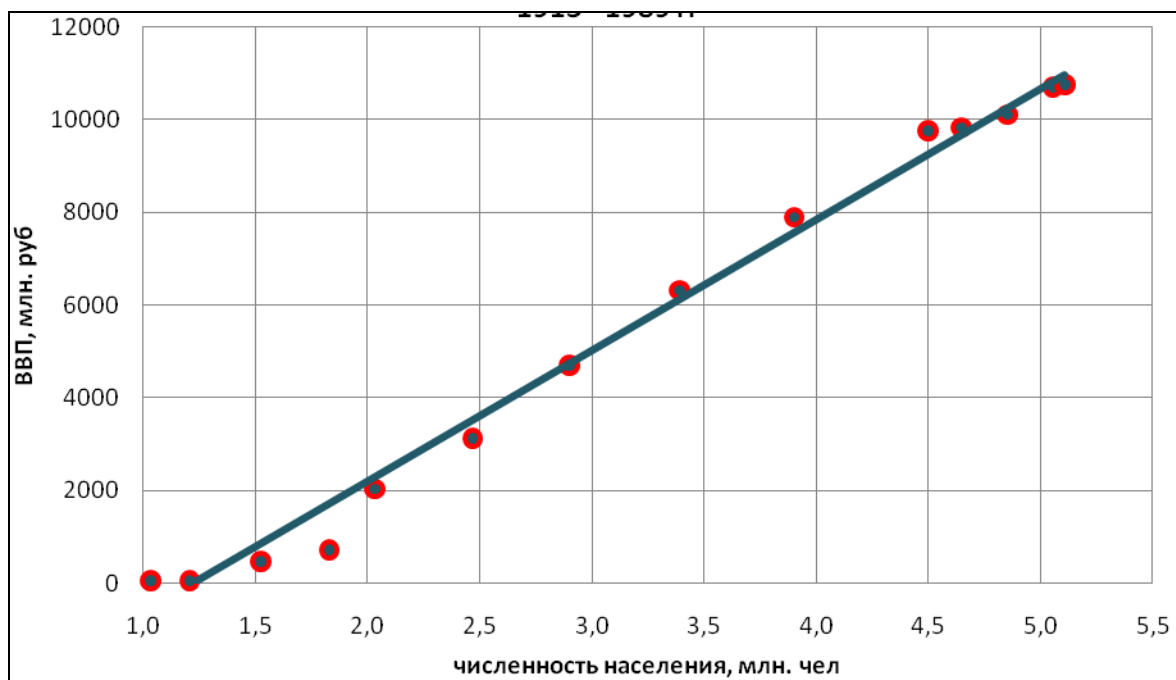


Рисунок 2.4. Зависимость ВВП от численности населения 1913-1989 гг.

Источник: Статагентство РТ.

При совокупном использовании в качестве независимых переменных экономического развития этих двух факторов – выработки электроэнергии и численности населения, связь их с экономическим развитием (для периода существования СССР) становится практически функциональной (Рисунок 2.5.).

Именно с этим связан тот факт, что после 1991 г., когда резко сократилась реальная трудовая занятость населения, это привело к экономическому кризису в Таджикистане. Негативным фактором при этом послужило также то, что хотя общая выработка электроэнергии в республике уменьшилась незначительно, в удельном отношении, за счет роста населения, она снизилась почти на треть (рис 2.6).

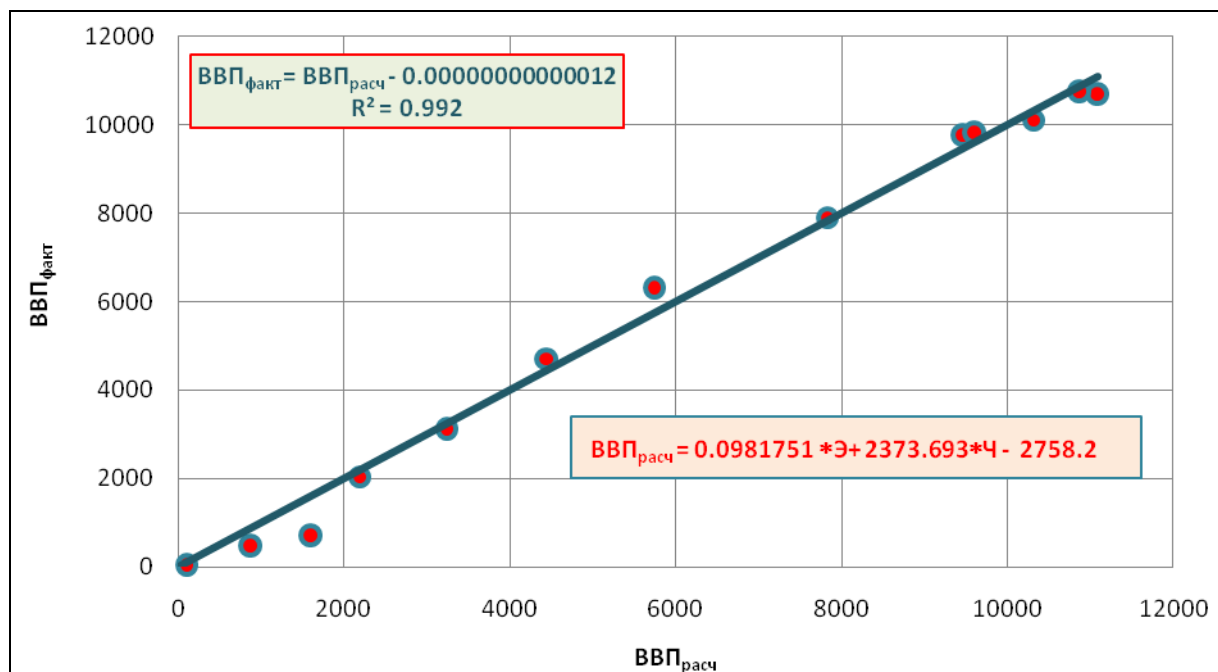


Рисунок 2.5. ВВП_{факт} = f (выработка эл.энергии (Э); численности населения (Ч)) 1913-1989 гг. Источник Статагентство РТ

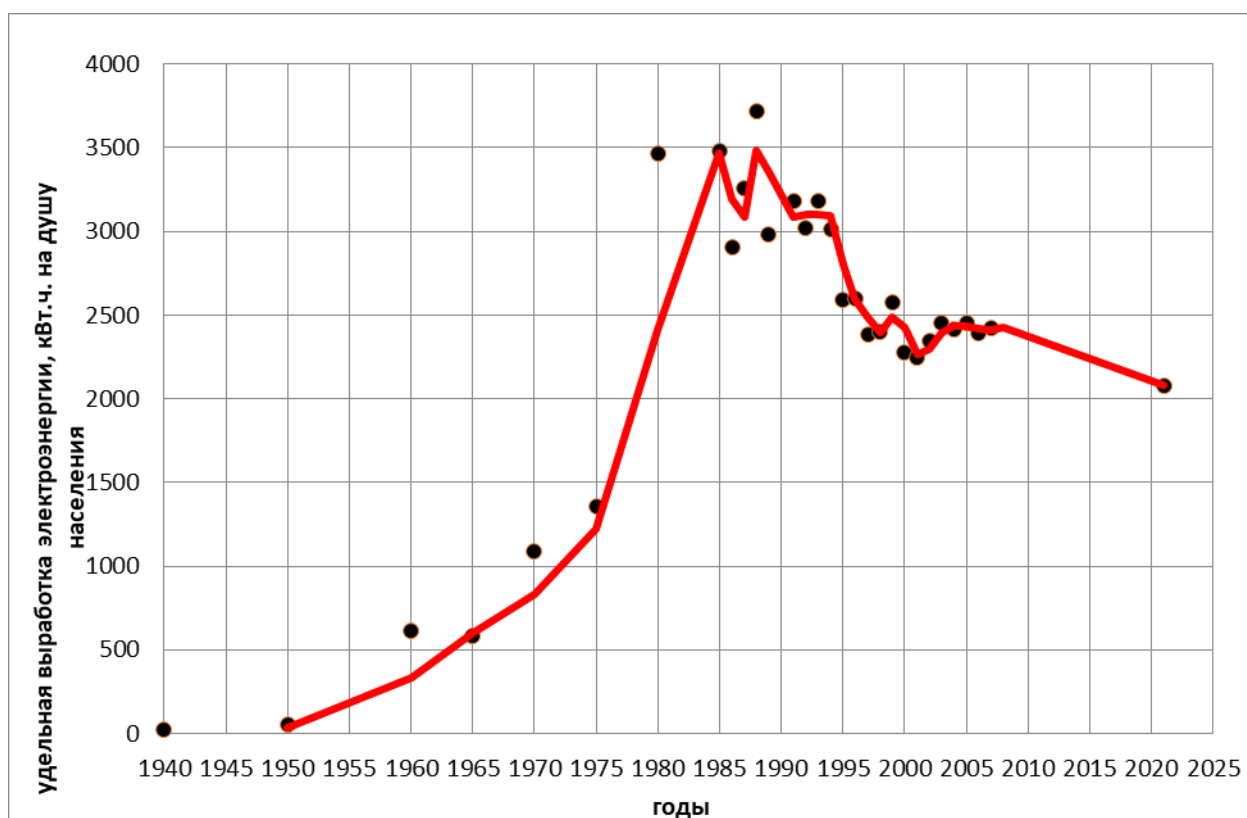


Рисунок 2.6. Изменение удельной выработки электроэнергии в Таджикистане. Источник: Статагентство РТ.

Сегодня ситуация в Таджикистане сохраняется практически такой же. Более того, несмотря на продолжающийся стабильный рост населения (Рисунок 2.7), вследствие трудовой миграции, которая в последние годы достигает порядка одного миллиона человек, в республике уменьшилась не только трудовая занятость, но и сами трудовые ресурсы, причем наиболее активная их часть.

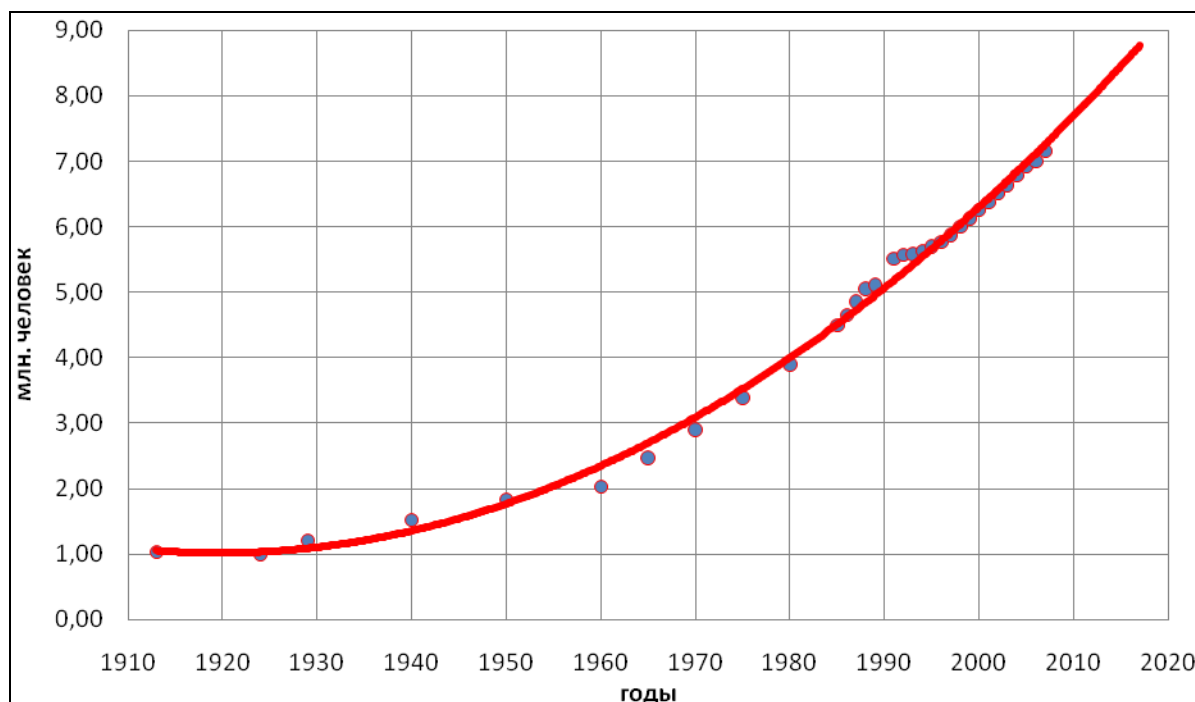


Рисунок 2.7. Численность населения Таджикистана.
Источник: Статагентство РТ.

2.2. Принципы и факторы развития энергетического комплекса

Устойчивое развитие в современном его понимании основывается на учете трех основных факторов – экономических, социальных и экологических [24-А]. При этом российские эксперты иногда отмечают определенные противоречия, заключенные в самом термине *Устойчивое развитие*. Понятие устойчивое в своем обычном понимании предполагает сохранение чего бы то ни было, а *развитие* обычно связано с движением. В какой-то мере это связано с не совсем корректным переводом на русский

язык английского термина *sustainable development* [10]. Но даже независимо от этого, в Таджикистане в понятии устойчивого развития определяющий вектор связан именно с развитием – слишком отстала страна от других, особенно в связи с гражданской войной 90-х годов прошлого века и разрывом экономических и социальных связей с соседними странами после распада СССР. Сегодня Таджикистан находится на 29-м месте – в числе стран с самыми низкими показателями (Рисунок 2.8). Он занимает 86-е место из 142-х стран по Индексу Процветания [154], 127-е место из 187 стран по индексу человеческого развития стран мира [213].

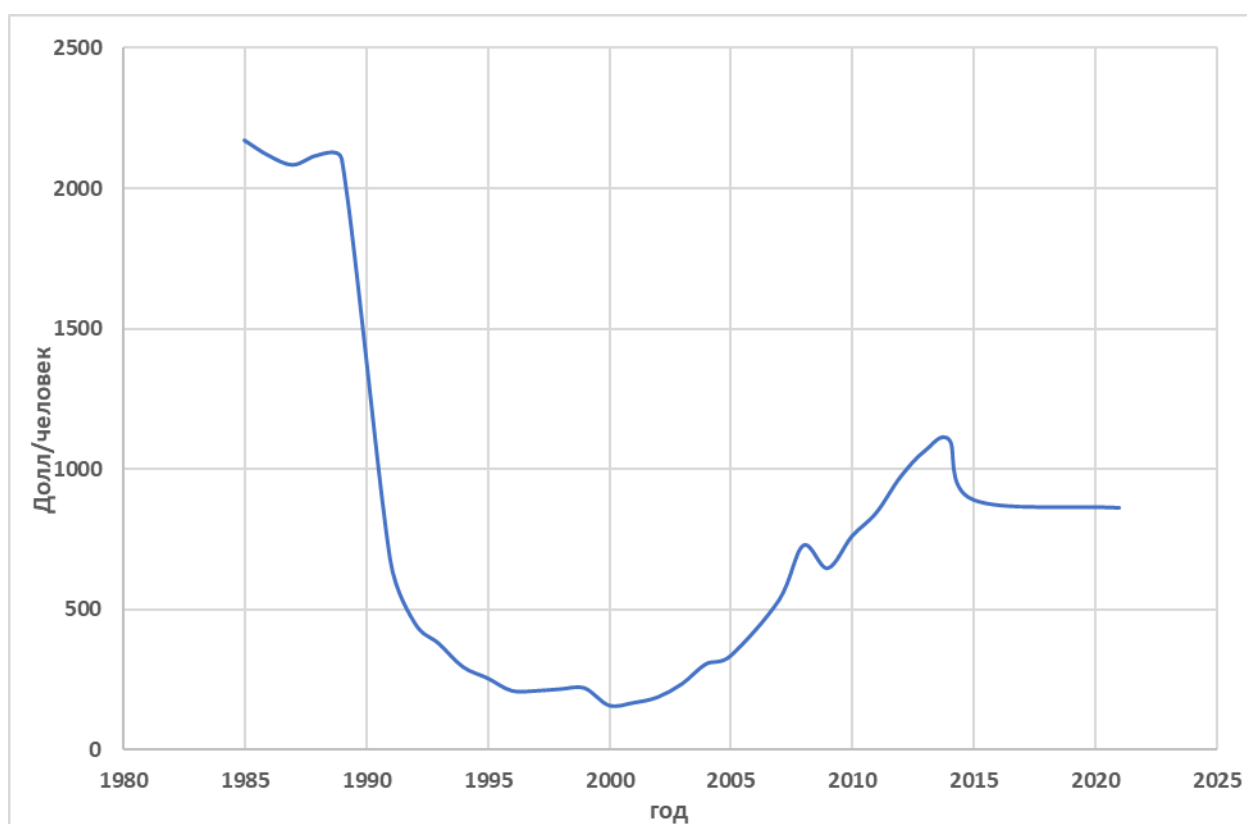


Рисунок 2.8. ВВП на душу населения. Источник: Статагентство РТ.

Правда, несколько неожиданно он находится на 43-м месте из 151 стран по индексу счастья [71]. Трудно представить, что жители Таджикистана являются счастливыми при соотношениях зарплаты и стоимости минимальных продуктов питания, показанных в таблице 2.5. Особенно, если учесть, что на иждивении каждого работника в стране

находится несколько детей – коэффициент семейности в Таджикистане находится в интервале 4÷6.

Таблица 2.5

Зарплаты и цены в Таджикистане, (сомони)

Годы	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Средняя номинальная начисленная зарплата	0.02	0.16	0.35	0.92	2.95	5.00	9.17	11.61	15.57	23.50	32.55	44.61	60.79	85.99	116.81	182.82	321.53	287.80	354.77	411.00	555.50
Стоимость продуктов питания по рациональной норме	0.013	0.598	0.585	8.666	10.41	28.35	23.9	24.57	40.22	46.21	60.4	75.05	78.19	86.84	111.11	132.72	174.46	182.19	214.4	257	н/д

Источник: Статагентство РТ

В этих условиях жизненный уровень в Таджикистане в значительной мере поддерживается доходами трудовых мигрантов, численность которых только в РФ превышает 1 млн. человек и которые каждый год отправляют на родину несколько миллиардов долларов США. Например, в 2012 году согласно данным Центрального банка РФ, трудовые мигранты из Таджикистана, отправили домой только из России 3,952 млрд. долларов США [211]. Это составляет сегодня порядка 200 сомони в месяц на каждого жителя республики.

Для подавляющего большинства стран удельный ВВП на душу населения практически пропорционален энергопотреблению. Таким образом, экономическое развитие любой страны определяется уровнем использования в ней энергии.

Можно рассчитать параметры стратегии развития Таджикистана, обеспечивающие подъем его экономики до среднемирового уровня (ВВП национальных счетов на душу населения) [132], который согласно данным мировой и национальной статистики равен [42, 119, 174]:

- для 1994 года – 5339 дол/чел;

- для 2003 года - 7381 дол/чел.

Для Таджикистана эти значения равны:

- для 1994 года – 360 дол/чел;

- для 2003 года - 246 дол/чел.

Таким образом, для достижения среднемирового уровня развития экономики, не говоря уже об уровне развитых стран, ВВП Таджикистана по официально рассчитываемым значениям должен вырасти:

- по отношению к 1994 году: $5339/360 = 14.83$ раза

- по отношению к 2003 году: $7381/246 = 30.0$ раз.

Официальный ВВП для слаборазвитых и развивающихся стран несколько занижения, по отношению с развитыми странами (Рисунок 2.9). Для того, чтобы сделать ВВП всех стран, как развитых, так и развивающихся сопоставимыми, необходимы расчеты не по национальным курсам валют, а по паритету покупательной способности (ППС).

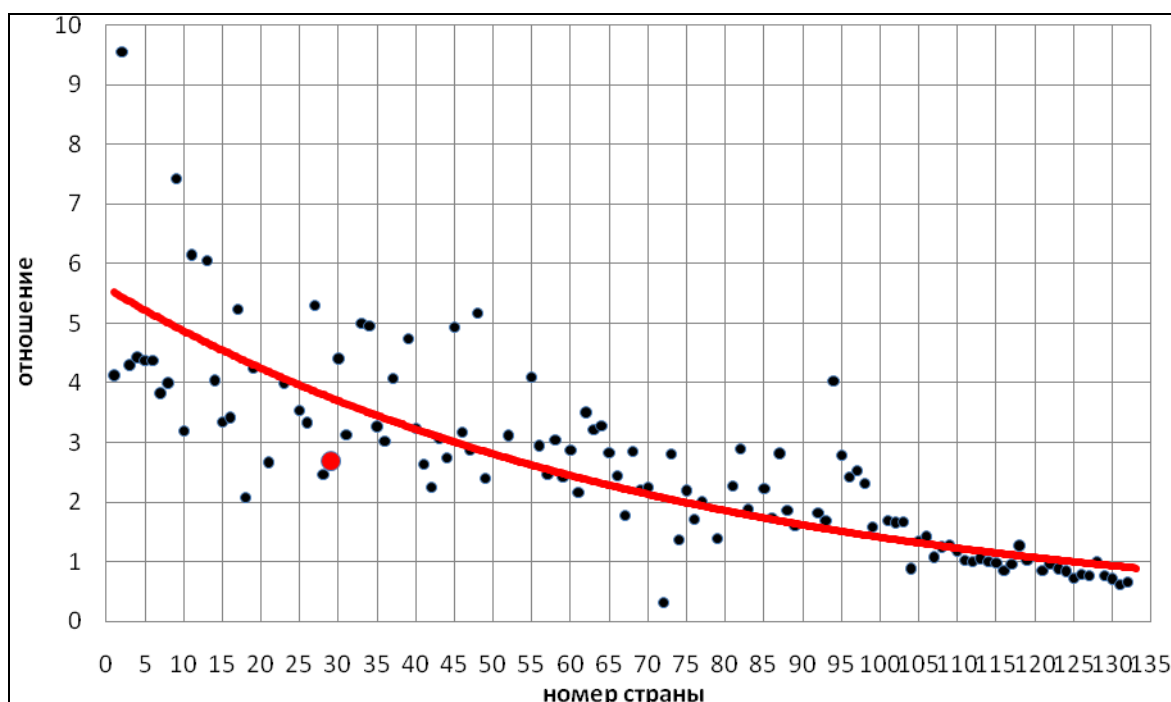


Рисунок 2.9. Отношение: ВВП по нач. счетам к ВВП по ППС.

Источник: Отчеты о человеческом развитии ПРООН

В соответствии с этими данными национальной и мировой статистики, средний ВВП (по ППС) для всех стран мира составляет:

- в 1994 году – 6,6 тысяч долларов на человека
- в 2003 году – 9,44 тысяч долларов на человека

В Таджикистане эти показатели существенно ниже:

- в 1994 году – 0,97 тысяч долларов на человека
- в 2003 году – 1,11 тысяч долларов на человека

Это определяет необходимый рост экономики Таджикистана:

- Для уровня 1994 года:

$$6,6/0,97 = 6.8 \text{ раз}$$

- Для уровня 2003 года:

$$9,44/1,11 = 8,5 \text{ раз}$$

Этот рост может быть достигнут как непосредственно за счет роста производства и потребления электроэнергии, так и с помощью энергоэффективности и энергосбережения.

Эти показатели сегодня в Таджикистане существенно ниже среднемировых значений

В среднем для всех стран мира, энергоэффективность составляет:

- для 1994 года – 3.9 долларов на килограмм нефтяного эквивалента
- для 2003 года – 5.0 долларов на килограмм нефтяного эквивалента.

В то же время в Таджикистане эти показатели равны:

- для 1994 года – 0.6 долларов на килограмм нефтяного эквивалента
- для 2003 года – 1.8 долларов на килограмм нефтяного эквивалента.

Используя эти данные можем рассчитать возможный рост экономики Таджикистана за счет повышения ее энергоэффективности до среднемирового уровня:

$$3.9/0.6 = 6.5 \text{ раз для уровня 1994 г.}$$

$$5.0/1.8 = 2.78 \text{ раз для уровня 2003 г.}$$

Это значительно меньше необходимого уровня экономического развития Таджикистана для среднемировых значений, рассчитанных выше. Разница может быть обеспечена непосредственным развитием самой энергетики –

ростом производства и потребления электроэнергии, которые должны быть не менее:

$$14.83/6.5 = 2.28 \text{ раз по сравнению с 1994 годом}$$

$$8.5/2.78 = 3.06 \text{ раз по сравнению с 2003 годом}$$

Для сегодняшнего дня (2022 год) эти цифры несколько устарели, прежде всего в связи с непрекращающимся ростом численности населения республики – с 2003 по 2022 год оно возросло с 6,64 до 10 миллиона человек, то есть в 1,44 раза. Учитывая, что производство электроэнергии выросло за этот же период только в 1,165 раз, получаем, что необходимый рост производства и потребления электроэнергии должен быть равен:

$$3,06 * 1,44 / 1,165 = 3,86 \text{ раз}$$

Это необходимое энергоразвитие непосредственно на сегодняшний день. С учетом, что строительство требуемых для этого ГЭС требует также значительного времени, этот уровень должен еще несколько увеличен, как минимум до 4,0 и даже больше.

В соответствии с этими расчетами, для роста энергетики Таджикистана в 3 раза, необходимо увеличение выработки электроэнергии до 50 ТВт.ч.

При этом целесообразно, чтобы вся вырабатываемая энергия потреблялась в стране, а не экспортировалась, как иногда предлагается – в последнем случае ВВП увеличивается только на объем продажи электроэнергии, при использовании же ее в национальной экономике имеет место мультипликатор, значение которого существенно выше единицы - как показывает, Рисунок 2.10 каждый использованный в экономике килограмм нефтяного эквивалента энергии увеличивает ВВП на 3.5 долларов.

При сегодняшней стоимости нефти, порядка, 100 долларов/баррель это показывает, что потребление энергии в самой стране в 14 раз более эффективно, чем ее продажа, и даже при цене нефти 40 долларов/баррель этот показатель не опускается ниже 5,6 раз.

При расчете по связи ВВП непосредственно с выработкой/потреблением электроэнергии (Рисунок 2.11) это преимущество еще бо-

лее впечатляющее – выгода использования электроэнергии в стране в сравнения с ее продажей становится 20-кратной.

Выполненные расчеты показывают только общую картину и потребности развития. Но, как правило, темпы экономического развития стран мира, как правило, прямо пропорциональны самому этому уровню. То есть линейный рост производства и потребления электроэнергии не приведет на начальном этапе к такому же линейному росту экономических показателей. То же самое относится и к энергоэффективности.

Но необходимое для выхода на среднемировой уровень экономики опережающее развитие энергетики Таджикистана является достаточно реальным – именно такие параметры строительства ГЭС были предусмотрены для республики во время СССР (раздел 1.1, табл. 1).

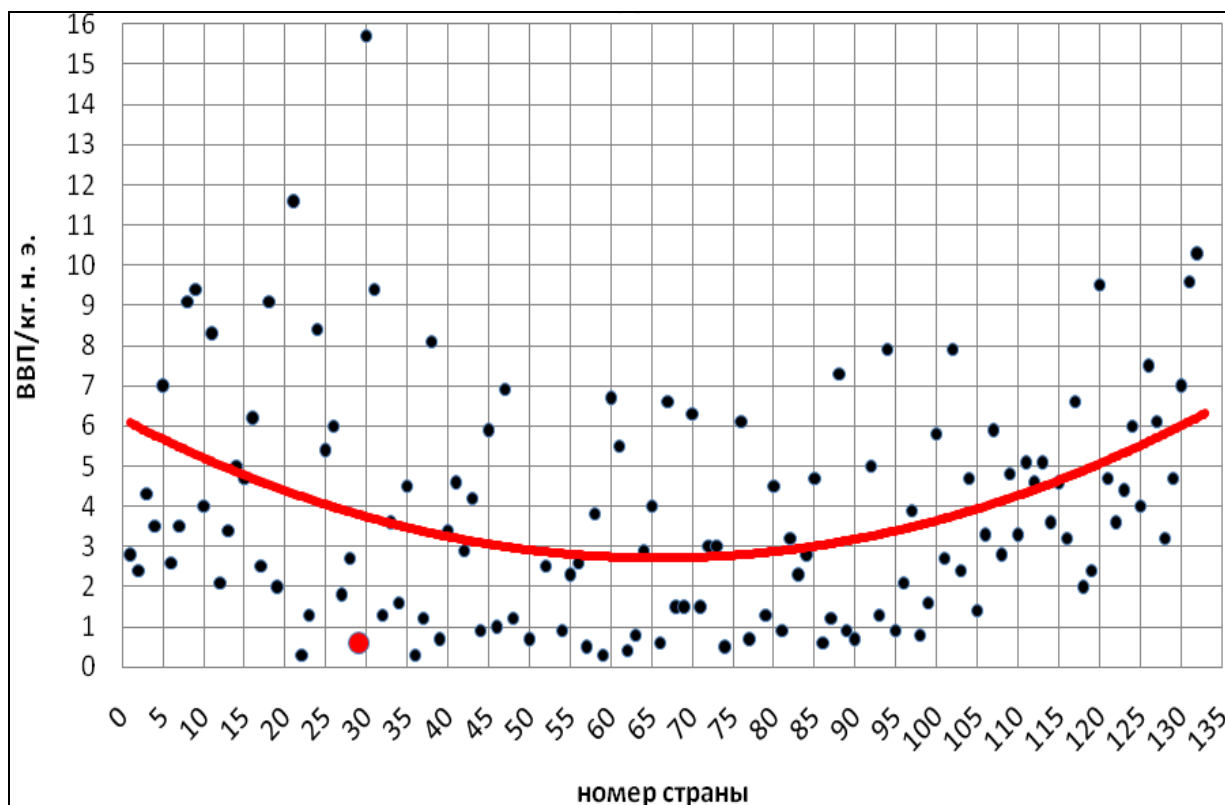


Рисунок 2.10. Энергоэффективность стран мира: ВВП (долл) на кг. н.э.

Источник: Отчеты о человеческом развитии ПРООН.

(Таджикистан под № 29)

2.3. Перспективы развития водно-энергетического комплекса Таджикистана

Рассмотрим теперь какими реальными возможностями обладает водно-энергетический комплекс Таджикистана для решения поставленных в предыдущих разделах задач.

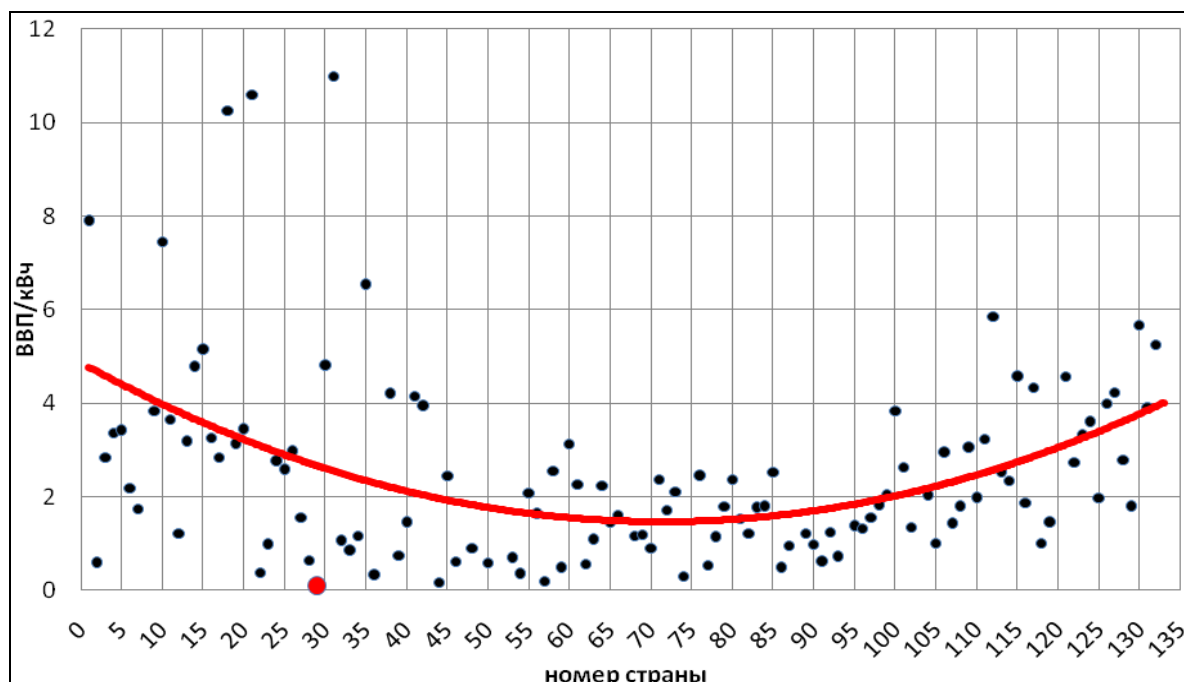


Рисунок 2.11. Энергоэффективность: ВВП (долл)/кВтч, 2003г. Источник: Отчеты о человеческом развитии ПРООН. (Таджикистан под № 29)

Как уже отмечалось, Таджикистан обладает реально большими запасами гидроэнергии. В стране можно дополнительно построить только уже обоснованных в семах института Гидропроект (СССР) 64 крупных и крупнейших ГЭС комплексного энергетико-ирригационного назначения, мощность и выработка электроэнергии на которых в 10 раз больше существующих (табл. 2.6).

Таблица 2.6
Действующие и перспективные ГЭС Таджикистана

Каскад	К-во ГЭС в каскаде	Мощность, мВт	Выработка, ТВт.ч/год	Полезный объем в-ща,
--------	-----------------------	------------------	-------------------------	-------------------------

					км ³
1.	Река Пяндж	1*/14	18322,5	84,9	17,4
2.	Река Вахш	6*/3	9178,0	35,4	13,2
3.	Река Сырдарья	1*	126,0	0,60	2,5
4.	Река Обихингоу	5	3700,0	9,3	1,55
5.	Река Сурхоб	4	2100,0	8,7	1,45
6.	Река Зеравшан	6	640,0	3,01	1,64
7.	Река Фандарья	4	510,0	3,18	0,78
8.	Река Матча	5	500,0	3,02	1,21
9.	Река Кафирниган	6	1570,0	4,98	2,695
10.	Река Бартанг	5	581,0	5,04	3,85
11.	Река Варзоб	3	870,0	3,05	0,084
12.	Река Гунт	11*/11	284,4	1,758	0,212
ВСЕГО		85	38366,5	162,916	46,56
из них:					
Действующие		19	4713,4	18,858	7,104
Строящиеся		2	4610	17,48	9,225

* - действующие, ** - строящиеся

Источник: Материалы Ташкентского института Гидропроект

Кроме того, Таджикистан обладает также промышленными запасами угля, из которых только учтенные объемы составляют более 700 млн. тонн (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Запасы угля в Таджикистане

Месторождение	Марка угля	Запасы, млн т.			
		учтенные	прогнозные	Общие	в т.ч. для открытой разработки
Шураб	бурые	130.0	170.0	300.0	-
Фан-Ягноб	кам. ГЖ	428.9	923.7	1352.6	-
Назар-Айлок	антрац.	37.1	300.0	337.1	3.3
Зидли	кам. Г	46.0	44.0	90.0	1.0
Сайёд-Саймири	кам.	-	1.0	1.0	0.3
Миёнаду	кам. Ж	8.0	11.0	19.0	0.2
Равнау	кам. ГЖ	-	179.2	179.2	0.04
Шуробод	кам. ГЖ	0.1	294.0	294.1	0.03
Магиан	кам. Д	39.0	165.9	204.9	0.02

Хаками	кам. ГЖ	-	42.0	42.0	0.06
Гүзн	кам. ГЖ	0.1	34.0	34.1	0.01
Кштут-Зауран		-	186.4	186.4	0.01
Чашма-Санг	кам. ГЖ	-	1.5	1.5	0.05
Суффа	кам. ГЖ	-	33.5	33.5	0.02
Др. углепро- Явления		24.6	502.5	527.1	
ИТОГО		713.8	2887.7	3601.5	

Источник: Материалы Минпромэнерго Таджикистана.

Запасы нефти и газа в Таджикистане в настоящее время практически отсутствуют, но страна обладает достаточно серьезным потенциалом ВИЭ (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Запасы ВИЭ Таджикистана,
млн. т.у.т. в год

Ресурсы	Валовой потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Малая гидроэнергетика	63.0	20.6	20.6
Солнечная энергия	4790.6	3.92	1.43
Энергия биомассы	4.25	4.25	1.12
Энергия ветра	163	10.12	5.06
Геотермальная энергия	0.045	0.045	0.045
Всего	5020.6	38.6	28.0

Источник: Г.Н.Петров, Х.М.Ахмедов, К.Кабутов, Х.С.Каримов. Общая оценка энергетики в мире и Таджикистане // Изв АН РТ. Отд физ-мат, хим, геол и техн наук № 2 (135), 2009 г.

Для возможности сравнения уровня обеспеченности Таджикистана углем и гидроэлектроэнергией, их необходимо привести к сопоставимому виду.

Как показано ранее, реальные запасы, как угля, так и возобновляемых источников энергии в Таджикистане в 10 раз, запасы нефти почти в 100, а газа в 500 раз меньше запасов гидроэнергоресурсов.

Но при этом, не только потенциал гидроэнергетики, но и запасы угля и ВИЭ, каждые в отдельности, достаточны для экономики Таджикистана (табл. 2.9).

Таблица 2.9

Использование топливно-энергетических
ресурсов в Таджикистане

Вид и объем ресурсов, млн. т.у.т.	1990	2010
Электроэнергия	5,8	8,1
Нефтепродукты	3,5	3,5
Топливо (без нефтепродуктов)	4,1	7,4
ИТОГО, млн. т.у.т.	13,4	19,0

Источник: Статагентство РТ.

Для устойчивого развития национальной экономики необходимо использование всех имеющихся ресурсов в оптимальных пропорциях.

Даже несмотря на очень незначительные запасы нефти и газа в республике, их использование целесообразно, так как они хоть в какой-то мере снижают импортозависимость страны от соседей. Это особенно важно в связи с тем, что вопросы поставка газа в республики в современных условиях могут быть недостаточно надежным. Кроме того, как показывают данные геологоразведки, развитие этих отраслей может быть очень перспективным для республики.

Освоение ВИЭ осуществляется обычно на местном уровне, и оно играет очень важную роль в социальном развитии общества – одной из 3-х главных задач устойчивого развития.

Но главную роль в развитии экономики Таджикистана, безусловно, могут играть только гидроэнергетика и угольная энергетика. Каждая из них в отдельности, как уже отмечалось, теоретически может обеспечить необходимое развитие страны на ближайшую перспективу.

Но при этом нужно учитывались недостатки, причем очень существенные, объективно присущие гидроэнергетике.

Во-первых, это неравномерность речного стока, используемого для выработки электроэнергии - даже для таких величин, как среднегодовые расхо-

ды неравномерность стока очень велика - крайние значения различаются почти в два раза.

Еще большая неравномерность стока имеет место в течение года - крайние значения среднемесячных расходов в разрезе среднего года отличаются почти в 10 раз. С учетом лет разной водности (обеспеченности) эта разница будет еще больше. Таким образом, гидроэнергетика использует для выработки электроэнергии ресурс, даже среднемесячный объем которого в естественном состоянии колеблется в 20 и более раз. Конечно, неравномерность стока можно уменьшить и даже полностью ликвидировать, зарегулировав речной сток плотинами. Но для этого необходимо построить очень большое количество таких плотин [134].

При наиболее оптимальной высоте плотин 100 м., для такого регулирования только в одном бассейне р. Вахш, их количество, и соответственно, количество гидроузлов должно быть не менее 35. Так как общие располагаемые речные ресурсы Таджикистана в 4 раза больше ресурсов рек Вахшского бассейна, то для полного регулирования речного стока всей республики потребуется соответственно 140 плотин.

Более просто и эффективно эта проблема неравномерности речного стока решается за счет включения (строительства) в общую энергосистему наряду с ГЭС также определенного процента ТЭС. Это тривиальный и хорошо известный в мировой энергетике подход.

Вторым недостатком гидроэнергетики Таджикистана является то, что ее водные ресурсы являются трансграничными и используются нижерасположенными странами в основном для орошаемого земледелия.

И опять включение в общую энергосистему Таджикистана некоторой доли тепловой энергетики опять, пусть хотя и частично, но безболезненно решает эту проблему.

Все это показывает не только возможность, но даже необходимость развития в Таджикистане угольной энергетики, как дополнения к гидроэнергетике [66].

Гидроэнергетика, зависящая от изменчивости водности рек, сегодня неспособна обеспечить надежное энергоснабжение потребителей, особенно в зимний период и маловодные годы. Угольная энергетика может помочь решить эту проблему, но она относительно дорога и проблемная с точки зрения экологии.

С учетом этого возникает задача обеспечить совместное и эффективное использование гидроэнергетических и угольных ресурсов для экономического развития Таджикистана с учетом экологических требований. Этот вопрос рассматривается в настоящей диссертации [23-А].

С точки зрения устойчивости и надежности обеспечения энергоресурсами, ресурсом гидроэнергетики является вода и для ее получения не требуется каких-либо затрат. Поэтому обеспеченность электроэнергией уже существующих ГЭС практически не зависит от внешних от каких-либо негативных внешних воздействий и даже кризисов. Это хорошо показывает постсоветская история Таджикистана, энергетика которого на 95 и более процентов основана на гидроресурсах. В период времени 1990-1999 годы, в отличие от стран с преимущественно тепловой энергетикой, где падение выработки составляло 74,7 % (Молдова), 45,7% (Казахстан) и в среднем 26,7%, в Таджикистане оно не превышало 12,7% даже по сравнению с многоводным 1990-м годом.

Совершенно другая картина с угольными ресурсами (табл. 1.1). Хорошо видно, что на угольной отрасли Таджикистана не только в полной мере отразился кризис разрыва экономических связей после 1991 года, но она ощутила даже застой времен перестройки - конца 80-х годов прошлого века [1].

Очень важным вопросом для устойчивого развития Таджикистана являются экспортные возможности энергетики, необходимые сегодня не только для необходимого импорта отсутствующего в республике минерального топлива, но даже с точки зрения обеспечения продовольственной безопасности. Анализ показывает, что, как по стоимости, так и по реальным запасам, уголь

не является для Таджикистана экспортным ресурсом. В то же время, гидроэнергия достаточно конкурентоспособна в регионе по своей стоимости. Запасы же ее превышают сегодняшнюю общую выработку электроэнергии в Центральной Азии. Поэтому она обладает большим экспортным потенциалом.

Выводы к главе 2

Из энергетических ресурсов в Таджикистане имеются небольшие доказанные запасы нефти и газа, довольно значительные запасы угля в многочисленных месторождениях, расположенных в основном в горных, труднодоступных районах.

В то же время в Таджикистане имеются огромные ресурсы гидроэнергетики. С учетом средних и мелких рек, общий потенциал гидроэнергоресурсов Таджикистана составляет 527 млрд. кВт.ч. в год.

В суровых природных условиях экономическое развитие Таджикистана стало возможным только на базе опережающего развития энергетики, основой которой является гидроэнергетика.

Выявлено наличие тесной связи между общим экономическим уровнем Таджикистана не только в период относительно стабильного развития в период 1913÷1989 гг., но и даже в период кризиса после 1991 г.

Для достижения среднемирового уровня развития экономики, ВВП Таджикистана должен вырасти:

- по отношению к 1994 году: $5339/360 = 14.83$ раза
- по отношению к 2003 году: $7381/246 = 30.0$ раз.

Этот рост может быть достигнут как непосредственно за счет роста производства и потребления электроэнергии, так и с помощью энергоэффективности и энергосбережения.

С учетом этого возникает задача обеспечить совместное и эффективное использование гидроэнергетических и угольных ресурсов для экономического развития Таджикистана с учетом экологических требований.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РАСЧЕТА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КРУПНЫХ ТАДЖИКИСТАНА

3.1. Ресурсная база энергетики Таджикистана и проблемы ее использования

Таджикистан достаточно беден в отношении минеральных топливных ресурсов. При общих региональных запасах нефти и газа в Центральной Азии 4,5 млрд. т.у.т., на его территории их запасы составляют всего 0,05 млрд. т.у.т.

В общем виде потенциальные запасы энергетических ресурсов Таджикистана представлены в табл. 3.1. Расшифровка структуры альтернативных источников энергии показана выше в таблице 1.9 [130].

Таблица 3.1

Потенциальные ресурсы энергетики Таджикистана

Гидроэнергия, ТВт.ч /год*	Газ, млрд. м ³ **	Нефть, млн. т. **	Уголь, млн. т. **	Альтернативные (без МГЭС), млн. т.у.т./год
527.06	16.8	41.3	672,5	14.41

*) Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. Ленинград, "Недра" 1965 г.

**) Государственный баланс запасов полезных ископаемых СССР на 1. 01. 1981г. Москва, Союзгеофонд, 1981г.

В справочной литературе при сравнительном анализе энергетических ресурсов минеральное топливо обычно представляется в виде их абсолютных запасов в разведанных месторождениях (часто без различия категорий) в то время, как гидроэнергия оценивается в годовом разрезе (табл. 3.1). Естественно, при этом занижается роль гидроэнергетики в перспективном топливном балансе.

Для того, чтобы сделать из сравнение релевантным, нужно привести их к сопоставимому виду, например, учитывая полный срок разработки и использования месторождений минерального топлива (их жизненный цикл). Такое более объективное сравнение сделано в таблице 3.2, при расчете кото-

рой срок разработки угольных месторождений принят равным 50, а угольных и газовых – 20 лет. Ресурсы ВИЭ в этой таблице, так же, как и гидроэнергетика сразу представлены в годовом разрезе.

Таблица 3.2

Потенциальные запасы энергоресурсов Таджикистана
в расчете на один год
млн. т.у.т. (%%)

Гидроэнергия	Запасы угля	Запасы нефти	Запасы газа	ВИЭ (без МГЭС)
158,12	13,35	1,85	0,75	14.41
(83.89)	(7.08)	(0.98)	(0.40)	(7.65)

Данные таблицы 3.2 показывают, что на долю гидроэнергии в Таджикистане приходится 83,9 % общих энергетических ресурсов. Следующим по важности является уголь с 7,08%. То есть только гидроэнергетика может быть основой экономического и социального развития республики.

В этом смысле даже используемая сегодня в мире терминология не совсем применима к Таджикистану. Если вся мировая энергетика основана на 80 и более процентов на минеральном топливе, то в Таджикистане – на гидроэнергии. Поэтому для Таджикистана нетрадиционными или альтернативными видами энергии являются, как раз угольная и газовая, а гидроэнергетика – это самый традиционный и безальтернативный для страны ее вид.

Можно отметить также несколько дискриминационную позицию к гидроэнергетике мировых банков. Они не признают крупную гидроэнергетику возобновляемым источником энергии, и соответственно, не распространяют на нее условия Киотского протокола. Сегодня такой позиции в отношении гидроэнергетики придерживается АБР [210] - один из основных кредиторов в регионе Центральной Азии. Эта позиция в свою очередь основана на отчете "Dams and Development. A New Framework for Decision-Making". 2000, где в

основном представлены негативные стороны гидроэнергетики. При этом, следуя такому подходу, АБР во многом оценивает негативные последствия гидроэнергетики, только как возможные, но не безусловные. Возможно, в целом ко всему миру такое отношение к гидроэнергетике оправдано, но Таджикистан (а также некоторые другие страны, например, Кыргызстан, Норвегия) находится в особых условиях.

Таким образом, гидроэнергия – это основной энергетический ресурс, которым Таджикистан обладает в достаточном и даже избыточном для собственного потребления количестве.

Уникальность гидроэнергетики Таджикистана впечатляет даже в мировом контексте. Имея очень небольшую территорию – 143, 100 км² (0,1% от общей территории суши Земли, 93 место среди всех стран) и население – 0,94 млн. человек (0,12% от общего населения Земли, 92 место в мире) Таджикистан имеет потенциальный годовой ресурс гидроэнергии 527.06 ТВт·ч в расчете на год – 4% всех гидроресурсов Мира (из них 300 ТВт·ч. в год являются в настоящее время технически возможными и экономически целесообразными для практического использования [129]).

Таджикистан в отношении потенциальных возможностей гидроэнергетики является лидирующим по всем удельным показателям:

- По запасам гидроресурсов на душу населения - 87,8 тыс. кВт·ч в год на человека он находится на 2-м месте в Море после Норвегии.
- По гидроэнергпотенциалу на единицу территории - 3682,7 тыс. кВт·ч в год/км² на человека занимает первое место в Море, намного впереди всех остальных стран [214].

В общем ранжированном ряду стран по суммарным потенциальным запасам гидроэнергоресурсов: Китай, России, США, Бразилия, Заир, Индия, Канада, Таджикистан, он, как видно, находится в первой десятке, на 8-м месте.

Вырабатывая в настоящее время в пределах 20 ТВтч электроэнергии в год, в Таджикистане инженерно обследованы и изучены реальные возможности строительства крупных ГЭС с общей выработкой 163 ТВт·ч [212].

При этом, как уже отмечалось выше в главе 2, гидроэнергетика в республике является энергоресурсом, устойчивым к политическим и экономическим кризисам и катаклизмам. Только выработка гидроэнергии в республике в этот период, и даже во время гражданской войны 1991-1994 гг. оставалась, практически, на постоянном уровне, изменяясь только за счет колебания речного стока. Производство и потребление всех же других основных энергоресурсов в этот период катастрофически уменьшилось.

В отличие от гидроэнергоресурсов, приведенные в табл. 2.1 и 2.2, ресурсы угля относятся только к их промышленным, учтенным объемам (категория А+В+С). Поэтому запасы уже сегодня пригодные к разработке, могут считаться минимальными.

Сегодня угольные месторождения в Таджикистане разрабатывают четырнадцать фирм, частных и принадлежащих государству (из них 3 подземным способом). При этом транспортные затраты на его доставку (автомобильным транспортом) в несколько раз выше затрат на его разработку.

3.2. Государственные стратегии развития и оздоровления энергетики Таджикистана и их практическая реализация

Основной документ, утверждающий основные положения развития как энергетики, так и всей экономики Республики - «Концепция перехода Республики Таджикистан к устойчивому развитию», была утверждена Правительством, постановлением №500 1.10. 2007 г.

Целью Концепции является обеспечение устойчивого экономического и социального развития страны и защита окружающей среды при условии «рационального использования природных ресурсов» как сегодня, так и в перспективе [31-А; 32-А].

Для этого Таджикистан располагает всеми ресурсами и возможностями, а также необходимой социальной и политической базой, и, главное, - трудовыми ресурсами [20-А]:

- неиссякаемыми природными водно-энергетическими ресурсами;
- большими объемами полезных ископаемых, как металлических, так и неметаллических;
- возможностями, как производства сельскохозяйственной продукции, так и ее переработки;
- постоянно растущей рабочей силы, значительная часть наиболее активной из которой сегодня вынуждена работать в других странах.

Задача заключается в том, чтобы эффективно использовать все эти ресурсы и возможности, сделать процесс развития необратимым.

Стержнем эффективного экономического развития и развития ее базы - энергетики Республики *«рациональное потребления и бережное использование природных ресурсов»*.

Для этого необходимо:

- рост благосостояния населения и снижение уровня его бедности;
- энергетическая безопасность;
- энергоэффективность и энергосбережение всего цикла производства и потребления электроэнергии
- реализация мер по защите и охране окружающей среды;
- технологический переход и повышение уровня управленческих решений.

Основными жизнеобеспечивающими хозяйствующими отраслями Республики Таджикистан сегодня являются перерабатывающая отрасль промышленность и сельское хозяйство на машинном орошении. Понятно, что обе они могут эффективно функционировать только при наличии успешно развитой энергетики. Именно последняя определяет уровень социально-экономического развития страны и обеспечивает ее суверенитет и независимость.

Это особенно важно в условиях дефицита собственных ресурсов нефти и газа - в 80-е годы прошлого века Таджикистан импортировал, преимущественно из Узбекистана:

- 2 млн. тонн нефти и нефтепродуктов,
- порядка 2 млрд. м³ природного газа (плюс 130 тыс. т сжиженного)

В 89-е годы импорт существенно снизился, а иногда прекращался целиком, и не восстановился до настоящего времени.

С учетом этого, главными и жизненно необходимыми приоритетами развития Топливо-энергетического комплекса Таджикистана, являются:

- Строительство крупных комплексных ГЭС энергетическо-ирригационного назначения;
- Развитие электросетевого хозяйства, восстановление региональных связей и единой ОЭС Центральной Азии;
- Развитие тепловой энергетики в качестве дополнительной к гидроэнергетике, реабилитация ранее построенных ТЭЦ;
- Интенсивное развитие угольно-добывающей отрасли;
- Освоение ВИЭ.

Результатом этого должно стать повышение надежности и устойчивости энергоснабжения всех видов потребителей.

При этом расчет потребностей Таджикистана в энергоресурсах на период до 2030 года, приведен в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Потребность Таджикистана в энергоресурсах
на период до 2030 года

Энергоресурсы	2006-2009 гг.	2010-2015 гг.	2016-2030 гг.
Электроэнергия (млрд. кВт)	24,14	28,12	35,18
Газ, (млрд. м ³)	0,24	0,29	0,38
Нефть и нефтепродукты, (млн. т)	0,90	1,60	2,80
Уголь, (млн. т)	0,60	0,90	1,70

Планируется, что в результате устойчивого развития Таджикистан достигнет основных показателей, приведенных в табл. 3.4.

«Повышение эффективности использования энергии» является одним из главных приоритетов признается также в Докладе «Состояние окружающей среды Таджикистана», 2005 г (табл. 3.4).

«Комплексное, рациональное использование природных ресурсов», в том числе возобновляемых, определяется как приоритет и в Законе Республики Таджикистан "Об охране природы" (постановление Правительства от 1.02.1996, № 223, с дополнениями и изменениями от 10.05.2002, № 30; 2.11.2002, N75; 15.07. 2004, № 58; 13.06.2007, № 284).

И, наконец, «Повышение эффективности функционирования топливно-энергетического комплекса» прописано непосредственно в Законе Об энергетике (Постановление № 118, от 26.12.2005, с дополнениями и изменениями: № 280 от 13.06.2007, и № 310 от 30.07.2007), который предусматривает в качестве стратегической цели повышение энергоэффективности и снижение энергоемкости промышленного и сельскохозяйственного производства, внедрение современных передовых и энергосберегающих технологий.

В таблице 3.4 приведены основные индикаторы устойчивого экономического развития Таджикистана.

Таблица 3.4

Индикаторы устойчивого развития Таджикистана

Индикаторы	Единица измерен.	Годы					
		2007г	2009г	2015г	2020г	2025г	2030г
Численность населения	млн. чел.	7,20	7,40	8,70	9,30	10,10	10,90
Среднегодовой рост ВВП	%	7,50	7,00	7,00	5,00	5,00	5,00
Внутренние инвестиции, % от ВВП	%	10,00	12,00	11,00	13,00	14,20	15,40
Выработка электроэнергии	ТВтч	19,10	22,80	30,10	37,90	44,10	53,50
Электроемкость ВВП	кВт.ч/1\$	7,34	6,16	5,05	3,95	3,04	2,15

«Внедрение энергоэффективных технологий и информационных механизмов, повышающих эффективность использования энергетических ресурсов» является основной приоритетной задачей Закона «Об энергосбережении» (Постановление № 29, 10.05.2002), предусматривающего:

- Законодательно-правовое и нормативное регулирование и стимулирование разработок и внедрения результатов научных исследований в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Законом «Об использовании возобновляемых источников энергии» (январь 2010 г.), разработан комплекс мер по развитию использования ВИЭ, за счет «признания их использования природоохранной и(или) энергосберегающей деятельностью» и государственной поддержки с предоставлением существенных льгот:

- ускоренной амортизации,
- беспрепятственного доступа к ресурсам источников ВИЭ,
- беспрепятственного гарантированного присоединения производителей энергии ВИЭ к энергетическим сетям.

«Концепция по рациональному использованию и охране водных ресурсов в Республике Таджикистан» (№ 551 от 1.11.2001) и «Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003-2015 гг.» (№ 318 от 3.08.2002, с дополнениями и изменениями № 50 от 1.02.2008), признавая важнейшую роль гидроэнергетики в экономическом и социально-политическом развитии Таджикистана и всего региона Центральной Азии, отмечают, что на сегодняшний день ее потенциально возможные ресурсы освоены только менее, чем на 5%.

При этом по сравнению с 1990 годом произошло снижение добычи газа более чем в 2 раза, нефти, включая газовый конденсат - в 8,8 раз. Единственным исключением является добыча угля, которая к 2021 году превысила уро-

вень 1990 года более, чем в два раза. Именно это обеспечили успешной функционирование вновь построенной Душанбинской ТЭЦ-2.

Дальнейшее такое же, как в угольной отрасли ускоренное развитие гидроэнергетики, прежде всего, введение в эксплуатацию следующих агрегатов Рогунской ГЭС, позволит ликвидировать этот дисбаланс и обеспечит сбалансированное использование энергетических и водных ресурсов республики в интересах самого Таджикистана и соседних стран региона.

«Экономия природных ресурсов, энергосбережение» является государственным приоритетом в «Концепции охраны окружающей среды в Республике Таджикистан» (Постановление № 645 от 31.2008), предусматривающей:

- экономический механизм обеспечения охраны окружающей среды,
- поддержку на государственном уровне предприятий и организаций всех форм собственности, занимающихся вопросами переработки и утилизации промышленных и бытовых отходов.

В «Национальном плане действий РТ по смягчению последствий изменения климата» (Постановление № 259 от 6.06.2003), отмечено, что энергетика, будучи базой и основой всей жизнедеятельности, в то же время является фактором, негативно воздействующим на окружающую среду.

С учетом этого, и учитывая экологическую нейтральность гидроэнергетики «Национальный план действий» устанавливает следующие основные задачи:

- Повышение эффективности и снижение энергоемкости использования энергии во всех сферах национальной экономики;
- Внедрение в производственную практику наиболее передовых современных технологий.

Решение этих задач требует:

- Развитие новых энергосберегающих производств;
- Реформирование энергетики в бытовом секторе;

- Дальнейшее строительство новых и завершение уже начатых крупных ГЭС (прежде всего, Рогунской);

- Освоение ВИЭ, в том числе в индивидуальном секторе.

Для этого в «Национальном плане действий» разработаны административно-экономические меры, стимулирующие решение этих задач:

- Нормативно-законодательную регламентацию рационального и экономного использования топливно-энергетических и водных ресурсов;

- Разработка и модернизация действующей нормативно-правовой базы использования водно-энергетических ресурсов;

- Укрепление и совершенствование разработанных ранее и создание новых современных структур управления, обучения и контроля;

- Разработка и внедрение в практику технологий и методов снижения выбросов парниковых газов до необходимого уровня;

- Внедрение цифровых инструментальных методов контроля выбросов парниковых газов и энергопотребления во всех отраслях промышленности, сельскохозяйственного производства и бытовой сферы;

- Разработка новых и внедрение уже существующих низко-энергоемких, энерго и ресурсосберегающих методов и технологий.

В национальной политике Таджикистана в области устойчивого развития, касающегося энергетики большая роль отводится науке. В «Стратегии РТ в области науки и технологий на 2007-2015 годы» (Постановление № 362 от 1.08.2006) года основными направлениями научных исследований определены:

- энергосберегающие технологии. Обоснование энергосберегающей политики во всех отраслях национальной экономики. Экологически чистые нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, методы преобразования и аккумуляирования энергии;

- прецизионные и нанотехнологии. Информационно-коммуникационные технологии;

- гидроэнергетика, ее дальнейшее развитие, комплексное и рациональное использование водно-энергетических ресурсов в интересах всех стран региона, энергоэффективные и энергосберегающие технологии.

- Практическое использование нетрадиционных и экологически чистых ВИЭ (солнце, ветер, МГЭС, биомасса и геотермальные источники).

- сейсмологический мониторинг и оценка сейсмической опасности.

Большое место уделяется энергетике в таких, очень актуальных для Таджикистана документах, как «Стратегия по сокращению бедности», 2006 г., в которой реализация ее целей напрямую связывается со «способностью страны рационально использовать свои энергетические ресурсы» повышения доступности энергетических услуг для населения. Препятствиями этого являются:

- незавершенность реформ в секторе энергетики;
- низкий уровень существующих вот уже несколько последних десятилетий тарифов на электроэнергию;
- отсутствие необходимых внешних и внутренних инвестиций;
- неоправданно высокое потребление электроэнергии в бытовом секторе;
- перекрестное финансирование и нерыночное дотирование отдельных потребителей;
- сверхнормативные потери электроэнергии при ее транзите, распределении и потреблении;
- высокие цены на технологическое энергетическое оборудование.

Для разрешения этих и других существующих проблем Стратегия рассматривает целый комплекс мер, включающих:

- поддержку начатых и новых инвестиционных энергетических проектов;
- модернизацию существующих гидроэлектроэнергетических объектов;

- реализацию инвестиционных проектов по строительству высоковольтных ЛЭП в республике и регионе;
- Строительство новых крупных и малых ГЭС.

В соответствии с этим предусмотрено приоритетное бюджетное финансирование топливно-энергетического комплекса – по объему выделяемых средств он занимает место сразу после госуправления, образования и социальной защиты (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Структура расходов государственного бюджета, %

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Расходы – всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Сельское хозяйство	5,0	5,4	5,4	5,7	4,0
Транспорт и коммуникации	10,5	12,2	16,3	17,3	7,5
Горная промышленность и строительство	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0
Топливо-энергетический комплекс	3,6	14,0	17,4	10,5	11,8
Жилищно-коммунальное хозяйство	7,2	4,3	4,2	3,6	3,8
Образование	17,4	16,7	15,4	16,3	18,4
Здравоохранение	5,4	5,5	5,4	5,8	6,7
Социальная защита	15,9	12,3	11,1	13,1	15,4
Другие отрасли социального сектора	1,8	2,4	1,6	1,6	1,7
Государственное управление и другие расходы бюджета	31,8	26,2	22,2	25,1	29,7

Абсолютные объемы финансирования энергетики Таджикистана, предусмотренные Стратегией сокращения бедности, показаны в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Потребности в финансировании приоритетных действий ССБ
(млн.долларов США)

Сектора экономики	Общая потребность	Подтвержденное финансирование				Непокрытая потребность			
		Бюджет	Внешнее финанси- рование		Всего	Бюджет	Внешнее финанси- рование		Всего
			ПГИ-всего (креди- ты/гранты)	ПИИ			ПГИ-всего (креди- ты/гранты)	ПИИ	
Развитие энергетики	1899,0	123,3	365,9 (328,0/37,9)	498,5	987,8		61,2 (30,8/30,4)	850,1	911,1

«Формирования высокоэффективного индустриального общества» является целью стратегической «Программы Экономического развития республики Таджикистан на период до 2015 года» (Постановление № 86 от 1.03. 2004.

Достижение этой цели предполагает на основе новой структурной политики, значительное повышение инвестиционной активности, строгий режим экономии в использовании производственных ресурсов, обеспечение открытости экономики и роста квалификационного уровня трудовых ресурсов.

В качестве основных путей решения топливно-энергетических проблем Таджикистана в Программе намечены:

- предотвращение деиндустриализации;
- ускорение строительства и ввода в действие очередных агрегатов Рогунской ГЭС на реке Вахш;
- строительство МГЭС в горных районах Таджикистана;
- освоение других видов ВИЭ – солнца, ветра, био, геотерм;
- производство оборудования для таких ГЭС в республике и в ко-операции с другими странами региона и Мира;

- развитие собственного производства оборудования для изготовления солнечных печек на существующих машиностроительных предприятиях;
- увеличение объемов добычи газа и нефти в стране;
- внедрение новых технологий, создание предприятий по газификации угля, по переработке высокосортных углей в моторное и бытовое топливо;
- развитие энергетических биотехнологий;
- строительство жилых домов с энергонулевым потреблением.

Учитывая реальное состояние и перспективы социально-экономического развития Таджикистана, в Программе определены следующие приоритетные направления научно-технического развития Республики Таджикистан в сфере топливно-энергетического комплекса:

- разработка прогрессивных методов, освоение и эффективное использование новых месторождений углеводородного сырья;
- обоснование обеспечения путей жесткой энергосберегающей политики во всех отраслях экономики;
- разработка и научное обоснование методов повышения КПД существующего энергетического и теплового оборудования;
- разработка новых технических возможностей и средств освоения нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (солнечной, ветровой энергии, энергии малых рек, геотерма и биоресурсов).

Для решения этих целей и задач необходимо:

- развитие и совершенствование нормативно-законодательной базы, стимулирующей привлечение иностранных инвестиций;
- выявление и учет приоритетов социально-экономического и политического развития Таджикистана при реализации крупных инвестиционных проектов;
- создание благоприятного инвестиционного климата;

- разработка стимулирующего налогового и таможенного режима для иностранных инвесторов, адекватных современным требованиям рынка;
- введение практических механизмов защиты интересов и прав инвесторов.

Главными задачами инвестиционной политики в долгосрочной перспективе являются:

- привлечение иностранных инвестиций в реальный сектор экономики для обеспечения устойчивого экономического роста;
- использование на цели инвестирования внутренних средств бюджета, предприятий и населения;
- концентрация капитальных вложений для реализации важнейших проектов;

При этом Программой предусмотрены очень высокие темпы роста ВВП и энергетики, причем в основном за счет иностранных инвестиций (табл. 3.7).

Таблица 3.7

Параметры социально-экономического развития
Таджикистана на период до 2015 года

Показатели	Ед. изм.	2000 г	2005 г	2010 г	2015 г
ВВП	млн. долл.	986,6	1583,1	2594,0	4331,6
Ср. годовой рост	%		9.9	10.4	10.8
Продукция промышленности	млн. долл.	750,5	1412	2299	3179
В т. ч.: электроэнергетика	млн. долл.	51,7	131.2	252.4	384.9
Топливная энергетика	млн. долл.	1.4	3.9	39.5	166.3
Продукция с/х.	млн. долл.	378,5	604,4	753,5	847,3
Внутренние инвестиции (за 5 лет)	млн. долл.	45.3	134.7	505.8	612.8
Иностранные инвестиции (за 5 лет)	млн. долл.	20,1	322,0	1156,5	1170,0
Выработка эл. энергии	ТВт.ч	14.2	15.5	19.5	29.9
Нефть и газовый конденсат	тыс. т.	18.4	26.0	100.0	400.0
Газ	млн. м ³	39.95	45.0	130.0	500.0
Уголь	тыс. т.	20.6	160.0	445.0	815.0

Более подробно, инвестиционный план Программы показан в таблице 3.8. На энергетику планируется использовать почти половину всех иностранных инвестиций.

Таблица 3.8

Объемы привлечения иностранных инвестиций в экономику
Таджикистана (млн. долл. США)

Годы	2001г	2002г	2003г	2004г	2005г	2006-10гг	2011-15гг
Сельское хозяйство							
4.0	4.5	1.7	10.8	10.8	10.1	56.0	11.0
Энергетика							
		2.5	74.0	139.4	171.3	427.5	312.6
Всего							
20.1	16.0	70.9	167.6	256.4	322.0	1156.4	1170.0

При этом практически все иностранные инвестиции в энергетике, как показано в таблице 3.9, планируется направить на новое (капитальное) строительство объектов.

Таблица 3.9

Показатели развития строительного комплекса
Таджикистана

Показатели	ед. изм.	2001-05 гг.	2006-10 гг.	2011-15 гг.
Всего:				
Собственные средства	млн. сомони	1319.8	1952.543	2454.352
Иностранные инвестиции:	млн. долл.	718.887	1026.275	1159.015
В том числе на энергетику				
Собственные средства	млн. сомони	31.012	50.526	62.700
Иностранные инвестиции	млн. долл.	387.300	427.500	312.600

В результате планируется высокий экспорт электроэнергии из республики (табл. 3.10).

Таблица 3.10

Экспорт электроэнергии из Таджикистана

Показатели	Ед. изм.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Электроэнергия	ТВт.ч	3.91	4.27	4.21	8.36
	млн. долл.	86.7	85.4	84.3	167.2

Те же самые параметры развития экономики, что показаны в таблице 6, намечены в «Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2015 года», принятой в 2006 году и Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, от 2016 г. В них отмечена необходимость достичь не просто высоких темпов экономического роста, но такого роста, который обеспечивал бы прогрессивные структурные сдвиги в национальной экономике.

Важнейшими факторами эффективного и устойчивого развития экономики и энергетики в этих стратегиях признаны:

- Гидроэлектроэнергетика;
- Инфраструктура;
- ирригация.

При этом приоритетами самой энергетики являются:

- Развитие гидроэнергетики и обеспечение роста производства электроэнергии;
- Ликвидация имеющего место все последние десятилетия дефицита электроэнергии;
- Увеличение объемов экспорта электроэнергии;
- Кооперация со странами региона и Мира в реализации проектов по освоению альтернативных видов энергии для повышения надежности энергообеспечения горных, труднодоступных и удаленных районов.

- Постепенное повышение тарифов за электроэнергию до уровня, обеспечивавшего рентабельность существующих и новых перспективных энергетических проектов;
- Развития общего регионального рынка электроэнергии [25-А];
- Кооперация с другими странами региона для решения вопроса совместного эффективного и взаимовыгодного использования водно-энергетических ресурсов бассейна Аральского моря в интересах энергетики и ирригации;
- Реструктуризация «Барки Точик», с выделением:
 - генерирующих объектов, включая высоковольтные ЛЭП,
 - распределительных компаний,
 - независимого регулятора для управления тарифами.

Также намечено:

- оптимизировать использование электрической и иной энергии за счет:
 - сокращения потерь,
 - повышения тарифов,
 - энергосбережения,
 - ввода в действие микро- и малых ГЭС,
 - освоения собственных газовых месторождений и расширения применения газа в качестве моторного топлива,
 - увеличения использования, в том числе населением, иных источников энергии.
- Обеспечить снижение технологических и коммерческих потерь электроэнергии, модернизировать действующие ГЭС;
- Приступить к разработке проектов строительства Шуробской ГЭС на реке Вахш, Даштиджумской ГЭС на реке Пяндж, освоения вводно-энергетических ресурсов бассейна реки Зеравшан;
- Продолжить освоение разведанных угольных месторождений;

- Обеспечить создание новых химических производств по переработке угля;
- Рассмотреть вопрос создания региональных водно-энергетических консорциумов.

Согласно «Национального плана действий по ООС» от 3 мая 2006 г., № 191, энергоснабжение является ключевым экологическим вопросом в Таджикистане.

Население страны, главным образом сельские жители, для отопления и других бытовых нужд интенсивно используют древесно-кустарниковую растительность взамен электричества и газа. В этой связи скорость сокращения растительности в значительной степени опережает ее восстановление, что приводит к уничтожению лесов и кустарников. Это приводит к обезлесению, эрозии почв и низкой сельскохозяйственной продуктивности. К тому же, это способствует возникновению селей и оползней и повышает уязвимость страны к глобальному потеплению. Нехватка топлива является серьезным фактором, воздействующим на проблемы общественного здоровья.

Цели Плана относительно сектора энергоснабжения заключаются в следующем:

- обеспечение развития источников энергии в экологически уязвимых зонах;
- развитие локальной сети энергоснабжения и его производства в горных районах;
- улучшение обеспечения электричеством, газом и углем там, где вырубка лесонасаждений является наиболее интенсивной
- рост и распределение гидроэнергетических ресурсов с целью предотвращения увеличения использования органического топлива и биомассы.

«Государственная экологическая программа на 2009-2019» от 27 февраля 2009 года № 123 предусматривает решение следующих следующих целей и задач:

- поэтапное, эффективное и рациональное использование природных ресурсов;
- ориентацию всех отраслей народного хозяйства на ресурсосбережение и экологически чистые производства;
- техническое перевооружение промышленности и сельского хозяйства;
- внедрение малоотходных и безотходных технологических процессов в промышленности и сельскохозяйственном производстве.

Программа намечает постепенный частичный переход промышленности на местное экологически чистое и экономически менее энергоемкое сырье.

Основой этого является разработка и внедрение современных систем энергосбережения, более экологически безопасные и менее энергоемкие.

Основные стратегические документы, определяющие среднесрочную программу развития электроэнергетики республики на основании преимущественного развития гидроэнергетики утверждены Постановлениями Правительства Таджикистана. В таблицах 3.11 и 3.12 приведены их основные показатели.

Можно отметить, что эти программы вполне реалистичны и можно быть уверенными, что они будут выполнены и даже реально перевыполнены. А при строительстве других запланированных ГЭС на реках Вахш и Зеравшан и реализации "Долгосрочной программы строительства малых электростанций на период 2007-2020 гг." (Постановление № 449 от 3.10.2006), табл. 3.13.

Таблица 3.11

Потребности в энергоресурсах. Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Таджикистана
(Постановление № 318 от 3.08.2002), млрд. кВт·ч

1-й вариант			2-й вариант	
2001 г., факт	2007 г.	2015 г.	2007 г.	2015 г.

1-й вариант			2-й вариант	
2001 г., факт	2007 г.	2015 г.	2007 г.	2015 г.
15.54	20.8	24	19.2	22.4

Таблица 3.12

Производство электроэнергии.
Программа экономического развития Таджикистана
(Постановление № 86 от 1.03.2004), млрд. кВт·ч

2000 г., факт	2010 г.	2015 г.
15.50	19.47	29.85

Таблица 3.13

Программа строительства МГЭС
2007-2020 гг.

Показатели			Предварительная стоимость, тыс. долл. США
К-во МГЭС	N, кВт	Э, МВт.ч	
Краткосрочная программа, 2009-2011 г.			
66	43530	280.84	51593
Среднесрочная программа, 2012-2015 г.			
70	32850	185.07	39380
Долгосрочная программа, 2016-2020 г.			
53	26801	175.74	32161
ВСЕГО			
189	103181	641.65	123134

3.3. Производство и потребление энергии в Таджикистане

В этих условиях общего экономического упадка, энергетика, хотя и не снизила существенно выработку, также находится в стадии экономической деградации.

Общее производство (добыча) и потребление энергоресурсов в республике, в динамике за 1991÷2002 годы во всех отраслях народного хозяйства приведены в табл. 3.14, а структура энергокомпаний в табл. 3.15.

Таблица 3.14

Производство и добыча энергоресурсов в Таджикистане

Год	Производство гидроэнергии, ТВт.ч	Добыча нефти, тыс. тн.	Добыча газа, млн. м ³	Добыча угля, тыс. тн.
1991	16.38	107.70	92.50	313.00
1992	15.92	61.40	72.40	214.00
1993	17.12	41.90	48.80	174.00
1994	16.69	32.60	33.20	106.00
1995	14.59	25.70	38.80	33.90
1996	14.88	25.80	47.40	20.10
1997	13.71	26.00	41.60	17.00
1998	14.15	19.40	32.40	18.50
1999	15.43	18.70	36.10	19.10
2000	14.02	18.40	40.00	22.20
2001	14.21	16.10	51.60	24.20
2002	15.16	16.10	32.60	35.50
2003	16.20	17.70	32.80	46.50
2004	16.20	18.90	35.60	92.90
2005	16.84	21.70	29.40	98.50
2006	16.9			
2007	17.5			
2008	16.1			200.0
2009	16.1			
2010	16.4	27.2	20.6	184.0
2011	16.2	28.7	18.8	236.8
2012	17.0			412.0

Источник: Статагентство РТ

Таблица 3.15

Структура электроэнергетической энергосистемы Таджикистана

№№ п.п	Наименование	Мощность, МВт.		
		Установленная	Располагаемая	Рабочая (средне годовая)
1.	Нурекская ГЭС	3000,0	2100,0	2035,3
2.	Байпазинская ГЭС	600,0	450,0	471,8
3.	Рогунская ГЭС	200	200	

4.	Сангтудинская ГЭС-1	670	500	500
5.	Сангтудинская ГЭС-2	220	200	200
6.	Душанбинская ТЭЦ-1	198,0	198,0	27,2
7.	Душанбинская ТЭЦ-2	400	400	
8.	Яванская ТЭЦ	120,0	98,63	8,4
9.	Кайраккумская ГЭС	126,0	126,0	68,3
10.	Каскад Вахшских ГЭС	285,05	162,0	160,9
	В том числе:			
10.1.	Головная ГЭС	240,0	140,0	140,0
10.2.	Перепадная ГЭС	29,95	22,0	20,5
10.3.	Центральная ГЭС	15,1	-	-
11.	Каскад Варзобских ГЭС	25,43	5,1	8,4
	В том числе:			
11.1.	ГЭС -1	7,15	3,5	4,783
11.2.	ГЭС -2	14,76	1,6	3,6
11.3.	ГЭС -3	3,52	-	0,017
12.	Памирская ГЭС-1	2х7	14,0	-
13.	Хорогская ГЭС	2х1,8+3х1,7	8,7	-
14.	Калайхумбская ГЭС	2х0,104	0,208	-
15.	Ванчская ГЭС	2х0.6	1,2	-
16.	ГЭС Намангут	2х1,25	2,5	-
17.	ГЭС Ак-Су	2х0,32	0,64	-
18.	МГЭС	30,62	26,825	22,33
19.	ДЭС	27,640	22,441	
	В том числе:			
19.1	Передвижные	9,1	7,5	-

Данные Минэнерго РТ

Прежде всего, как следствие общего упадка экономики, в стране резко возросла электроемкость продукции (Рисунок 3.1). По сравнению с 1989г.

она в начале этого века возросла в 10 раз, а сегодня превышает его уровень в 4 раза.

Это в значительной мере связано с изменением структуры потребления - при значительном снижении промышленного производства, в Таджикистане резко увеличилось непроизводительное бытовое потребление электроэнергии (табл. 3.16). Причиной такого положения являются, прежде всего, низкие тарифы.

Практически они начали расти только в 2007 и сегодня уже превышают уровень 80-х годов прошлого века. К сожалению, это не сказалось на прибыльности энергосистемы – она сегодня имеет почти нулевую прибыль (а с учетом имеющихся у нее долгов по налогам система убыточна), хотя в 80-х годах энергосистема Таджикистана была высокоприбыльной.

Таблица 3.16

Динамика потребления электроэнергии населением Таджикистана

Год	1987	1989	1991	1995	2000	2002	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Электропотребление населения, ТВт.ч	1.0	1.2	1.7	3.2	4.4	4.7	3.9	3.3	2.4	2.4	2.7	2.9	3.0	2.7

Тяжелому положению в энергетике Таджикистана также способствует низкая дисциплина платежей - в энергосистеме Таджикистана постоянно сохраняется высокая дебиторская задолженность (табл. 3.17).

Таблица 3.17

Дебиторская задолженность энергосистемы Таджикистана

Год	1997	1998	1999	2001	2003	2004	2005	2006
Задолженность, млн. долл.	53,0	89,0	76,0	44,7	59.19	60.13	53.82	54.98

Официально она практически не изменилась сегодня по сравнению с 1997 годом. Но нужно учесть, что эта задолженность рассчитывается в Таджикистане в текущих ценах и национальной валюте, без какой-либо индексации. В то же время, в республике с 1997 по 2006 годы общий индекс потре-

бительских цен составил 5.59, а индекс инфляции - 3.54. То есть за этот 10-летний период деньги обесценились в 19.8 раз. Учитывая, что дебиторская задолженность за этот период сохранилась не в виде первоначального долга, а за счет компенсации частичного погашения новыми долгами, получим, что реально за этот период энергосистема Таджикистана недополучила от потребителей 10-кратную сумму сегодняшней дебиторской задолженности ($19.8/2 \approx 10$), то есть 550 млн. долл. Это в 12 раз больше, чем вся прибыль энергосистемы за этот период.

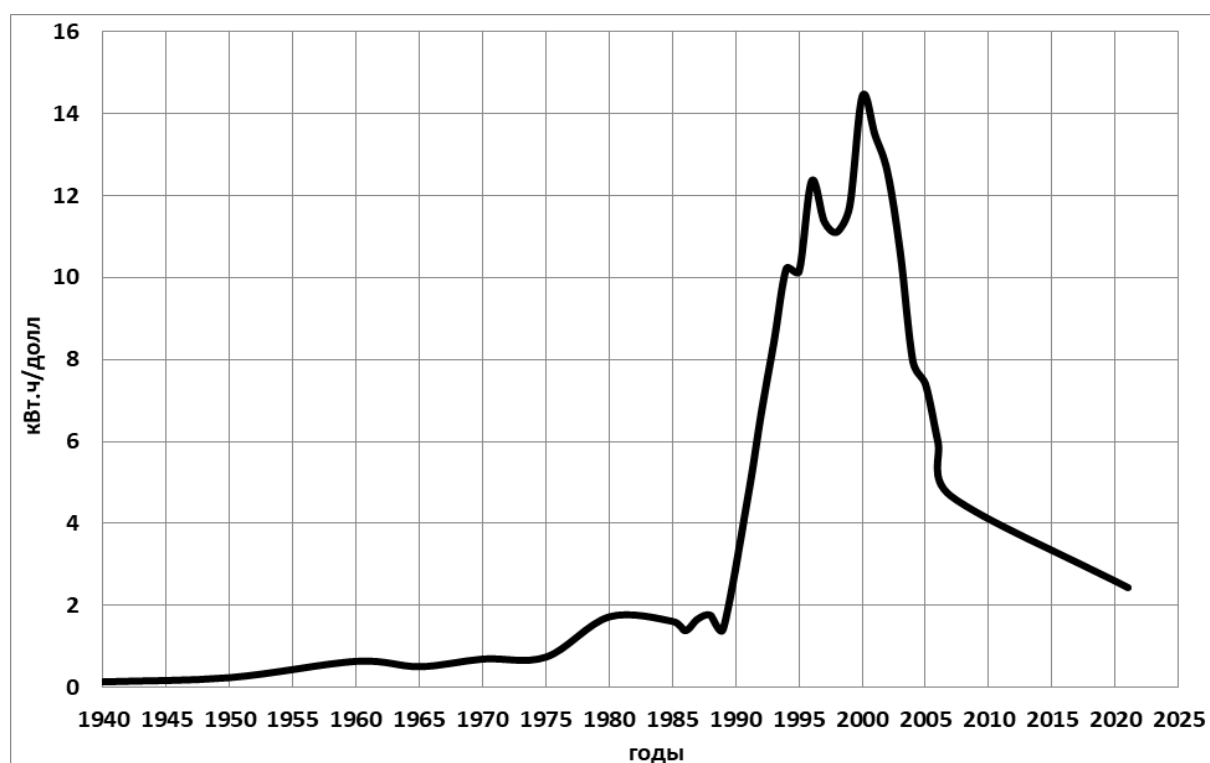


Рисунок 3.1. Энергоемкость ВВ Таджикистана.

Определенное негативное влияние на финансовое положение энергосистемы оказывает и существующий подход к ее основным фондам. Как известно, в результате перестроечных реформ стоимость всех основных фондов в Таджикистане, как и во всех других республиках СНГ, была резко уменьшена. И, хотя после этого несколько раз производилась их повышающая индексация, она и до сих пор многократно занижена.

И наконец, после 1991 года, в результате политических преобразований в регионе, были нарушены межгосударственные связи с другими республиками,

прежде всего, с Узбекистаном и Таджикистан потерял возможность использовать схему зимне-летних перетоков электроэнергии. В результате, все последние годы только через холостые сбросы Нурекской ГЭС сбрасывает ежегодно объем воды, эквивалентный 1.5 ТВт.ч. электроэнергии (табл. 3.18). При этом в республике образовался дефицит электроэнергии в объеме 1.5 ТВт.ч. в год, который к сегодняшнему времени возрос до 3.5÷4 ТВт.ч. В результате были введены жесткие ограничения и сегодня население республики получает электроэнергию в зимний, наиболее тяжелый период года всего по несколько часов в сутки. При этом Таджикистан вынужден покупать в соседних странах электроэнергию и топливо для ТЭЦ, что еще больше ухудшает экономическое положение энергосистемы.

Таблица 3.18

Холостые сбросы Нурекской ГЭС

Год	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2010
Холостые сбросы, км ³	2.734	1.948	4.165	0.530	1.896	1.740	8.826	2.567	0.295	—	3.259	0.867	0.112	—	0.038	7000.0

Все эти негативные факторы еще более усиливаются на фоне непрекращающегося высокого роста населения страны: с 1991 по 2013 год оно выросло с 5.5 до 8.0 млн. человек, то есть на 45%.

Серьезные проблемы сегодня имеются и в сфере управления энергосистемой Таджикистана. Сегодня рыночные реформы в энергетике только декларируются. А если они и проводятся, то только внешне и носят вынужденный характер.

В начале 90-х годов, по предложению Мирового Банка, она была преобразована из госэнергокомпании Таджикэнерго в Государственную Акционерную Холдинговую Компанию "Барки-точик" (ГАХК "Барки-точик). При этом не было выпущено ни одной акции. В 2000 году по инициативе АБР в

Таджикистане было создано Министерство энергетики, которое, оставляя ГАХК формально самостоятельной структурой.

В 2006 году в республике опять произошло разделение энергокомпаний и Министерства, при этом Холдинг изменил свое название с Государственной на Открытую Акционерную Холдинговую Компанию "Барки-точик" (ОАХК "Барки-точик"), а в функции нового Министерства энергетики и промышленности было добавлено руководство промышленностью и ресурсами.

Таким образом, сегодня энергокомпания Таджикистана, производящая и распределяющая всю электроэнергию в стране, является, тем не менее, не действительным, а условным, виртуальным монополистом.

В результате всего этого все последние 30 лет энергокомпания Таджикистана не только не имела собственных средств на инвестирование нового строительство и модернизацию уже имеющихся станций, но даже на самый необходимый ремонт оборудования и сооружений.

И сегодня энергосистема Таджикистана, по-видимому, приближается к пределу своей безопасности. Тревожными сигналами, предупреждающими об этом, является целый ряд аварий, произошедших на сооружениях системы начиная с 1991 года [142]:

Проблемы общего энергетического рынка Центральной Азии. Наиболее надежным способом повышения надежности гидроэнергетики является ее кооперация с тепловыми станциями. Именно этот способ действовал во времена СССР. Заключался он в обмене электроэнергией (в рамках экспорта-импорта) - в сезон с избыточной водностью гидроэнергия заменяла энергию ТЭС и наоборот. Возможность такого обмена обеспечивалась двойным запасом мощности всех существующих ГЭС по отношению к средней водности рек – ЧИУМ, как правило, равно только 8760 часов в год.

Сегодня, в условиях, когда в Центральной Азии вместо одной страны - СССР, образовано пять независимых государств, к тому же развивающих

экономические связи с другими соседними странами, кооперация гидро и тепло энергетики возможна только в рамках общего энергетического рынка. Приверженность идее общего рынка постоянно декларируется всеми странами региона. Его создание обеспечит расширение возможностей, и все входящие в него страны получают целый ряд существенных преимуществ. Наличие такого рынка является также одним из условий эффективного вхождения стран Центральной Азии в ВТО. Но создание общего энергетического рынка требует определенной подготовки и участия всех заинтересованных стран.

Прежде всего, для эффективного функционирования общего рынка сегодня необходима определенная модернизация существующих межгосударственных ЛЭП Объединенной энергосистемы, возможно с достройкой некоторых ее элементов. Это требует не только согласованных действий, но и долевого участия в финансировании всех стран участниц.

При этом общий рынок электроэнергии возможен только при общем выравнивании тарифов в регионе.

Для Таджикистана это означает, во-первых, существенное повышение действующих сегодня тарифов.

Большим осложнением для создания общего энергетического рынка является то, что используемые для выработки гидроэнергии ресурсы - вода, являются трансграничными и используются также для ирригации.

С другой стороны, даже без юридического оформления общего рынка Центральной Азии, Таджикистан и другие страны региона постоянно осуществляют взаимные перетоки электроэнергии.

Общие объемы экспорта – импорта электроэнергии ОАХК «Барки Точик» показаны в таблице 3.19.

Эти данные на первый взгляд говорят о достаточно хорошо развитом региональном рынке электроэнергии. Но в действительности это не совсем обычный экспорт – импорт. Сегодня в Таджикистане существует три вида экспорта-импорта, два из которых, по сути дела, носят нерыночный характер.

Первый вид – это сохранившийся со времен СССР простой обмен электроэнергией между Таджикистаном и Узбекистаном. Таджикистан передает Узбекистану на юге, в Сурхандарьинскую область от 3,0 до 4,0 ТВт.ч. электроэнергии в год, одновременно получая на севере в Согдийской области такое же количество электроэнергии от Узбекистана. Никаких денежных расчетов при этом не производится, не установлены даже условные цены операций. Такая схема действовала до сдачи в эксплуатации ЛЭП – 500 между Севером и Югом Таджикистана. Второй вид – это опять-таки обмен электроэнергией между Таджикистаном и Узбекистаном (с Казахстаном) за услуги по поставке воды для ирригации Кайраккумским водохранилищем. Объем получения электроэнергии здесь ~ 200 млн. кВт.ч. в год, передачи ~ 300 млн. кВт.ч. Цены здесь хотя и устанавливаются, но они условные, назначенные таким образом, чтобы сальдо операций было бы равно нулю. Денежные расчеты здесь также не производятся. И, наконец, третий вид – это действительные покупки-продажи электроэнергии. Общая их величина достигала до 1,5 ТВт.ч. в год. Покупка делалась в основном для Таджикского алюминиевого завода. Но и здесь до последнего времени оплата производилась ТАЛКО в счет погашения своих долгов ОАХК «Барки-Точик».

Таблица 3.19

Экспорт - импорт электроэнергии Таджикской энергосистемой, млн. кВт.ч.

другие республики		Кыргызстан		Узбекистан		Страна
передача	прием	передача	прием	передача	прием	Год
—	—	130,6	—	6248,5	2496,9	1980
—	—	128,7	—	5081,6	2467,8	1981
—	—	140,7	—	3755,3	3723,9	1982
—	—	213,7	—	3454,3	3930,1	1983
—	—	247,1	—	4163,9	3311,0	1984
—	—	244,9	—	3575,4	3398,6	1985
—	—	256,6	—	1844,9	5171,1	1986
—	—	269,6	—	2122,9	3402,0	1987
—	—	303,5	—	3654,3	3409,9	1988
—	—	326,7	—	2280,0	6240,1	1989
—	—	324,1	—	2344,2	3927,0	1990
—	—	321,4	—	2444,0	4356,1	1991
—	—	318,7	—	5239,7	6427,0	1992
—	—	—	—	4503,9	3370,8	1993
672,3	—	—	—	3050,2	3239,6	1994
309,0	10,3	—	69,0	3787,5	4689,5	1995
374,0	306,0	112,0	137,1	4403,8	3534,0	1996
—	295,0	251,0	9,6	3996,1	3969,6	1997
—	350,0	124,0	—	3599,7	3618,8	1998
—	—	137,0	149,0	3692,6	3493,0	1999
—	818,0	125,0	154,0	3637,0	4269,0	2000
—	Прием - 5392,3/передача - 4043,0					2001
31,0	580,0	163,0	114,0	3679,8	3965,8	2002
212,3	—	108,0	287,0	4093,6	4318,2	2003
27,7	—	54,0	329,0	4369,2	4481,6	2004
107,7	—	3,5	230,0	4146,7	4278,0	2005
48,6	—	—	421,8	4182,6	4417,8	2006
51,0	—	—	302,9	4207,9	3914,6	2007
Прием - 5145,5/ передача - 4264,8						2008
Прием - 4276,1/ передача - 4227,3						2009
Прием - 338,9/ передача - 179,8						2010
Прием- 83/ передача - 190,9						2011
Прием -2,4/ передача - 668,4						2012

Источник: Отчеты ОАХК «Барки Точик»

В заключение необходимо остановиться на одном существенном моменте. Для Таджикистана, где почти вся электроэнергия вырабатывается на ГЭС, недостаточно конкретизировано само понятие энергосбережения. В мировой практике основными целями политики энергосбережения признаются:

- Уменьшение воздействия энергетики на окружающую среду за счет снижения выбросов парниковых газов
- Сохранение энергетических ресурсов для будущего
- Повышение эффективности использования энергии.

Причем, основными из этих целей, как правило, принимаются две первые. Но для Таджикистана именно эти цели не могут являться приоритетными. Энергетика республики, почти целиком основанная на гидроэнергии, является экологически чистой, она не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на окружающую среду.

Неиспользование энергетических ресурсов рек для выработки электроэнергии не сохраняет их, а наоборот, рассеиваясь в окружающей среде, они оказывают на нее негативное воздействие в виде паводков, наводнений, размыва берегов и т.п. Поэтому для Таджикистана единственной оправданной целью политики энергосбережения может являться только повышение эффективности использования энергии, причем, прежде всего, в смысле большего использования гидроэнергетических ресурсов за счет строительства новых гидроузлов.

Поэтому для Таджикистана единственной оправданной целью политики энергосбережения может являться только повышение эффективности использования энергии, причем, прежде всего, в смысле большего использования гидроэнергетических ресурсов за счет строительства новых гидроузлов.

Основным аргументом против строительства ГЭС обычно являются большие их стоимости и сроки строительства. Но большие стоимости и долгие сроки строительства ГЭС имеют место в основном при сооружении сверхвысоких, "уникальных" объектов, увлечение которыми в середине прошлого века отмечалось в мире и, особенно в СССР, в том числе и в Таджикистане. В определенной мере оно присутствует еще и сегодня. Но простой

анализ показывает, что снижение высоты плотин при масштабном их строительстве, предусмотренном в Таджикистане, может значительно удешевить и сократить сроки строительства ГЭС. Удешевлению строительства ГЭС в Таджикистане будет способствовать также комплексное освоение водных ресурсов рек в интересах, как гидроэнергетики, так и ирригации, причем не только в национальных, но и в региональных интересах.

Еще одним вопросом, требующим конкретизации, является энергобезопасность. Она включает в себя три аспекта:

- Экономический – обеспечение надежного доступа к ресурсам, возможность их беспрепятственного экспорта и импорта.
- Экологический – ограничение влияния на окружающую среду.
- Технический – обеспечение прочности и надежности сооружений.

В последнее время основной упор во всех программах, как правило, делается на первых двух аспектах. Техническая же сторона обычно рассматривается только для природных объектов, например, таких, как Усойский завал, для которого выполнено уже несколько международных проектов. В тоже время безопасность крупных инженерных сооружений, таких, например, как Нурекская плотина имеют не меньшее, если не большее значение.

3.4. Оптимизация структуры энергетики. Гидро-угольный сценарий

Анализ, выполненный в разделе 2.1, показывает, что в Таджикистане на первом месте по запасам энергоресурсов находится гидроэнергетика, на втором – уголь. Таким образом реальное развитие промышленной энергетике в Таджикистане возможно только по гидро-угольному сценарию [5-А; 7-А; 17-А].

Основная задача при этом заключается в определении наиболее оптимальных долей каждой из них в общей структуре энергетики [26-А].

Рассмотрим вначале уже действующие ГЭС и ТЭС. Исходя имеющиеся вопросы по платы за воду в республике, себестоимость электроэнергии ГЭС

не имеет в своем составе топливной составляющей и складывается только из затрат на эксплуатацию и содержание. Последние незначительны: на собственно производство электроэнергии < 0.01 цент/кВт.ч, а с учетом транспортировки и распределения ≈ 0.05 цент/кВт.ч. [10].

В то же время, при сегодняшних ценах, топливная составляющая на ТЭС довольно значительна. Например, цена на газ, импортируемого в 2009 году из Узбекистана составляет 240 долл. за 1000 м^3 и это еще дотационная цена по сравнению с мировой. С учетом того, что из одного кубометра газа вырабатывается четыре киловаттчаса электроэнергии, получим, что только топливная составляющая на газовой ТЭС равна 6 цент/кВт.ч. При этом себестоимость электроэнергии газовой ТЭС с учетом больших, чем на ГЭС затрат на эксплуатацию и содержание будет составлять минимум 7 цент/кВт.ч.

Что касается цен на уголь, то согласно исследованиям, выполненным Институтом энергетических исследований РАН, в мире имеется очень тесная связь его цены с ценами нефти и газа (коэффициент детерминации $R^2 > 0,9$). С учетом этого были определены прогнозные цены на уголь на период до 2030 года (табл. 3.20).

Табл. 3.20

Существующие и прогнозные цены угля

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
МЭРТ. На внешнем рынке, долл./т у.т.	117,90	115,60	124,10	139,20	153,8	168,3
Эксперты. На внешнем рынке, долл./т у.т.	117,90	209,30	346,80	366,40	392,0	397,0
МЭРТ. Энергетический уголь, внутренней рынок, долл./т у.т.	—	—	72,10	78,40	85,10	91,70
Эксперты. Энергетический уголь, внутренний рынок, долл./т у.т.	—	—	149,70	164,30	182,40	200,50

Источник: Институт энергетических исследований Российской академии наук

Можно отметить, что средние мировые цены (МЭРТ и экспертов), согласно прогноза, приведенного в табл. 2.20 уже начиная с 2020 года будут по энергетическому эквиваленту, практически, теми же самыми, что и сегодняшние цены на газ для Таджикистана. Внутренние цены для России про-

гнозируются на более низком, – в 1.5÷2 раза, уровне. Но необходимо учесть, что это сделано несколько искусственно - для создания условий межтопливной конкуренции на рынке электроэнергетики России цены на газ в ней согласно государственной политики, желательно чтобы были в 1,5-2 раза больше, чем цены на уголь (на т.у.т.).

В Таджикистане нет необходимости в установлении таких преференций и как показывает опыт прошлых лет, цены на все виды энергоносителей в ней стремятся к мировому уровню. Поэтому можно принять, что цены на уголь в республике будут по энергетическому эквиваленту теми же самыми, что и цены на импортируемый газ. Тем более, что для добычи угля в промышленных масштабах, необходимых для энергетики, в Таджикистане необходимы существенные опережающие затраты на развитие самих месторождений.

Прямым подтверждением этого вывода может служить оценка себестоимости электроэнергии, полученная в Технико-экономическом расчете Фан-Ягнобской ГРЭС (см. раздел 3.3). С учетом того, что эти оценки были сделаны более 20 лет тому назад и за прошедшее после этого время все ресурсы подорожали, можно подтвердить справедливость сделанных ранее расчетов и принять для последующих расчетов, даже с некоторым запасом в меньшую сторону, что себестоимость электроэнергии на ТЭС равна 0.7 цент/кВт.ч.

Кажется, что при таком соотношении себестоимостей и при неограниченных запасах гидроэнергии в стране нет никакого смысла развивать также угольную энергетику.

Но, к сожалению, при своих больших запасах, гидроэнергетика обладает целым рядом существенных недостатков. Прежде всего, это резкое снижение выработки в зимний период вследствие меженных расходов в реках. Этот фактор хорошо знаком таджикистанцам – в 2007/08 и 2008/09 годах он являлся причиной самого настоящего энергетического кризиса в стране. И это объективное явление, оно заложено в самой сути гидроэнергетики – у всех ГЭС гарантированная мощность существенно меньше установленной. Например у Рогунской ГЭС, согласно техническому паспор-

ту, при установленной мощности 3600 МВт, гарантированная равна 2276 МВт, то есть меньше в: $3600/2276 = 1,58$ раз.

С учетом наличия более мелких станций можно принять, что в среднем для энергосистемы Таджикистана, гарантированная мощность ГЭС всей системы в 1.5 раз меньше установленной. Но при этом именно гарантированная мощность определяет надежность энергоснабжения – как показывает опыт, летнее повышенное производство электроэнергии не находит востребованного спроса в республике. Например, на Нурекской ГЭС, холостые летние сбросы воды из водохранилища в среднем за последние 15 лет были эквивалентны потерям электроэнергии в объеме 1.5 млрд. кВт.ч в год.

У ТЭС, в отличие от ГЭС гарантированная и установленная мощность практически равны. Поэтому, чтобы по своему народно-хозяйственному эффекту ГЭС сравнялась с ТЭС, ее установленная мощность должна быть в 1.5 раз больше. Соответственно больше будут и затраты на строительство, но выработка ГЭС при этом не увеличится из-за отсутствия потребителей пиковой электроэнергии.

Проигрывает ГЭС и по удельной стоимости строительства: у нее в сегодняшних условиях она равна 1200 долл/кВт, при 600 долл/кВт у ТЭС.

При этом в среднем крупные ГЭС возводятся за 5, а ТЭС за 3 года.

И, наконец, даже при наличии регулирующего водохранилища, из-за резкой неравномерности речного стока, число часов использования ГЭС в среднем составляет 4000 часов/год, а у ТЭС – 6000 часов/год.

Для того, чтобы выяснить более подробно те условия, при которых наилучшим образом проявляются все преимущества ГЭС и ТЭС в общей структуре промышленной энергетики, необходим экономический анализ.

Рассмотрим общий жизненный цикл электростанции (табл. 3.21). Он одинаков, как для ГЭС, так и для ТЭС.

Таблица 3.21

Жизненный цикл проектов электростанций

Финансовые потоки	Годы							
	Строительства				Эксплуатации			
	1	2		t ₂	t ₂ +1	t ₂ +2		t ₁
Затраты на строительство	P _{год}	P _{год}	P _{год}	P _{год}	-	-	-	-
Прибыль от производства электроэнергии	-	-	-	-	Э _{год}	Э _{год}	Э _{год}	Э _{год}

Финансовый поток или чистый приведенный доход проекта при этом можно записать в виде:

$$D = -P_{\text{год}} - qP_{\text{год}} - \dots - q^{(t_2-1)}P_{\text{год}} + q^{t_2}Э_{\text{год}} + q^{(t_2+1)}Э_{\text{год}} + \dots + q^{(t_1-1)}Э_{\text{год}}$$

Аналогично, после элементарных преобразований, получим:

$$D = -P_{\text{год}} \frac{1 - q^{t_2}}{1 - q} + Э_{\text{год}} \frac{q^{t_2} - q^{t_1}}{1 - q}$$

где «q» - принятый коэффициент дисконтирования (дисконтирующий множитель): $q = 1 - E$, доли единицы,

E – принятая норма доходности.

Рассмотрим развитие общей энергосистемы путем строительства новых электростанций, где на ГЭС будет приходиться доля «α», а на ТЭС «1 - α» по мощности. В соответствии с полученными выше формулами, для ГЭС будем иметь:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 1.5N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} = 1.5N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$$

$$P_{\text{год}}^{\text{ГЭС}} = \frac{P_{\text{уд}}^{\text{ГЭС}} \times N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{t_2^{\text{ГЭС}}}$$

$$Э_{\text{год}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} \times \eta^{\text{ГЭС}} \times (\pi - c^{\text{ГЭС}})$$

$$D^{\text{ГЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} \times \eta^{\text{ГЭС}} \times (\pi - c^{\text{ГЭС}}) \frac{q^{t_2^{\text{ГЭС}}} - q^{t_1}}{1 - q} - \frac{P_{\text{уд}}^{\text{ГЭС}} \times 1.5N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{t_2^{\text{ГЭС}}} \times \frac{1 - q^{t_2^{\text{ГЭС}}}}{1 - q}$$

Аналогично, для ТЭС:

$$N_{\text{гар}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$$

$$P_{\text{год}}^{\text{ТЭС}} = \frac{P_{\text{уд}}^{\text{ТЭС}} \times N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{t_2^{\text{ТЭС}}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} \times \mathcal{C}^{\text{ТЭС}} \times (\mathcal{C} - c^{\text{ТЭС}})$$

$$D^{\text{ТЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} \times \mathcal{C}^{\text{ТЭС}} \times (\mathcal{C} - c^{\text{ТЭС}}) \frac{q^{t_2^{\text{ТЭС}}} - q^{t_1}}{1 - q} - \frac{P_{\text{уд}}^{\text{ТЭС}} \times N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{t_2^{\text{ТЭС}}} \times \frac{1 - q^{t_2^{\text{ТЭС}}}}{1 - q}$$

Общий финансовый поток или чистый приведенный доход всего проекта развития энергосистемы для случая:

$$N_{\text{газ}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{газ}}^{\text{ГЭС}}$$

при этом будет равен:

$$D^{\Sigma} = \alpha D^{\text{ТЭС}} + (1 - \alpha) D^{\text{ГЭС}}$$

Соответствующие расчеты чистого приведенного дохода вариантов развития энергосистемы на один условный киловатт приведены в табл. 3.21. Они выполнены для нижеследующих значений, входящих в основное уравнение параметров:

$q = 0.85 \div 0.95$; $t_1 = 50$ лет; $\mathcal{C} = 0.02 \div 0.20$ цент/кВт.ч.; $\alpha = 0.0 \div 1.0$;
 $t_2^{\text{ГЭС}} = 5$ лет; $t_2^{\text{ТЭС}} = 3$ года; $P_{\text{уд}}^{\text{ГЭС}} = 1200$ долл/кВт; $P_{\text{уд}}^{\text{ТЭС}} = 600$ долл/кВт;
 $\mathcal{C}^{\text{ГЭС}} = 4000$ часов/год; $\mathcal{C}^{\text{ТЭС}} = 6000$ часов/год; $c^{\text{ГЭС}} = 0.005$ долл/кВт.ч.; $c^{\text{ТЭС}} = 0.07$ долл/кВт.ч.

На рис 3.2; 3.3; 3.4 показаны соответствующие графики зависимости финансовых потоков или чистого приведенного дохода от величины тарифа на электроэнергию проектов развития энергетики за весь их жизненный цикл 50 лет при разных значениях коэффициента дисконтирования.

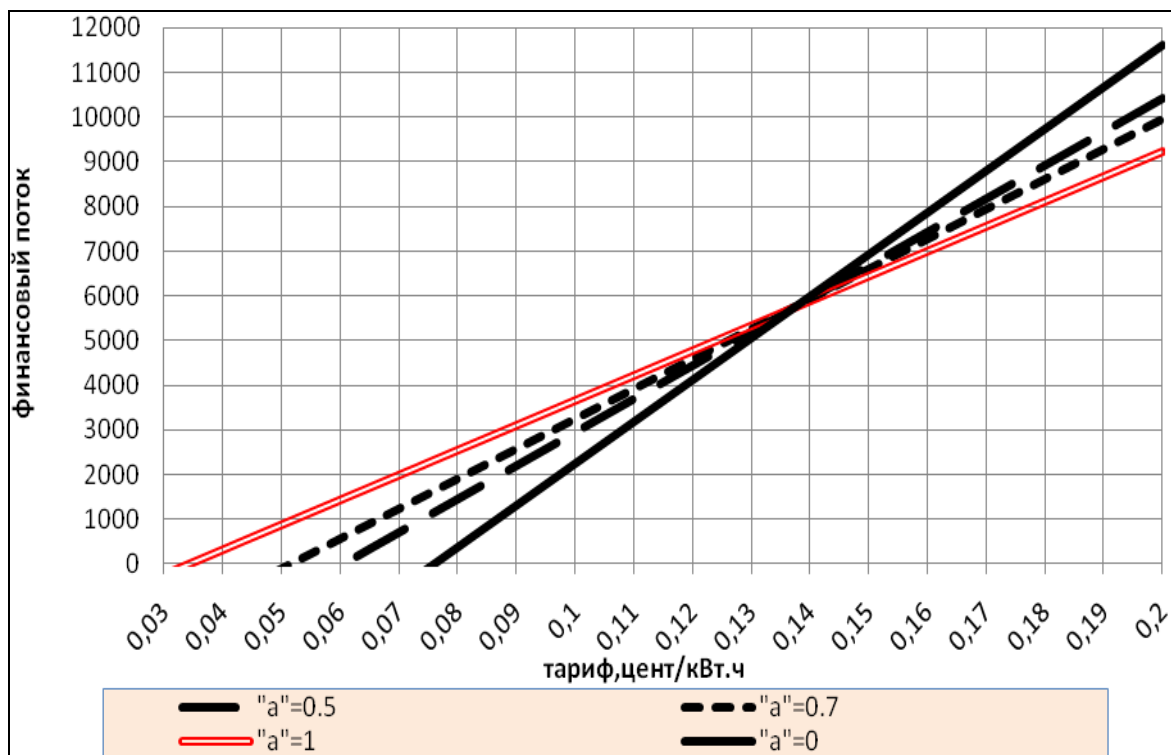


Рисунок 3.2. Финансовый поток энергосистемы за 50 лет при разных тарифах и значениях « α ». $q=0.95$

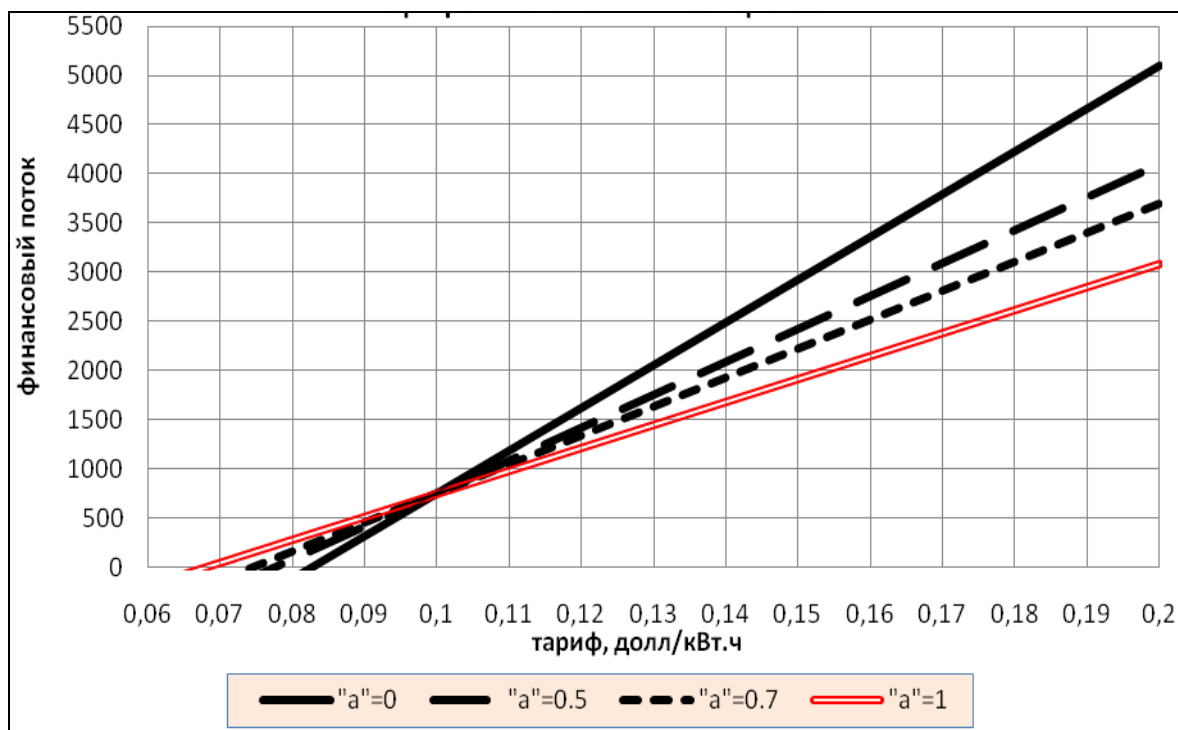


Рисунок 3.3. Финансовый поток энергосистемы за 50 лет при разных тарифах « α ». $q=0.90$.

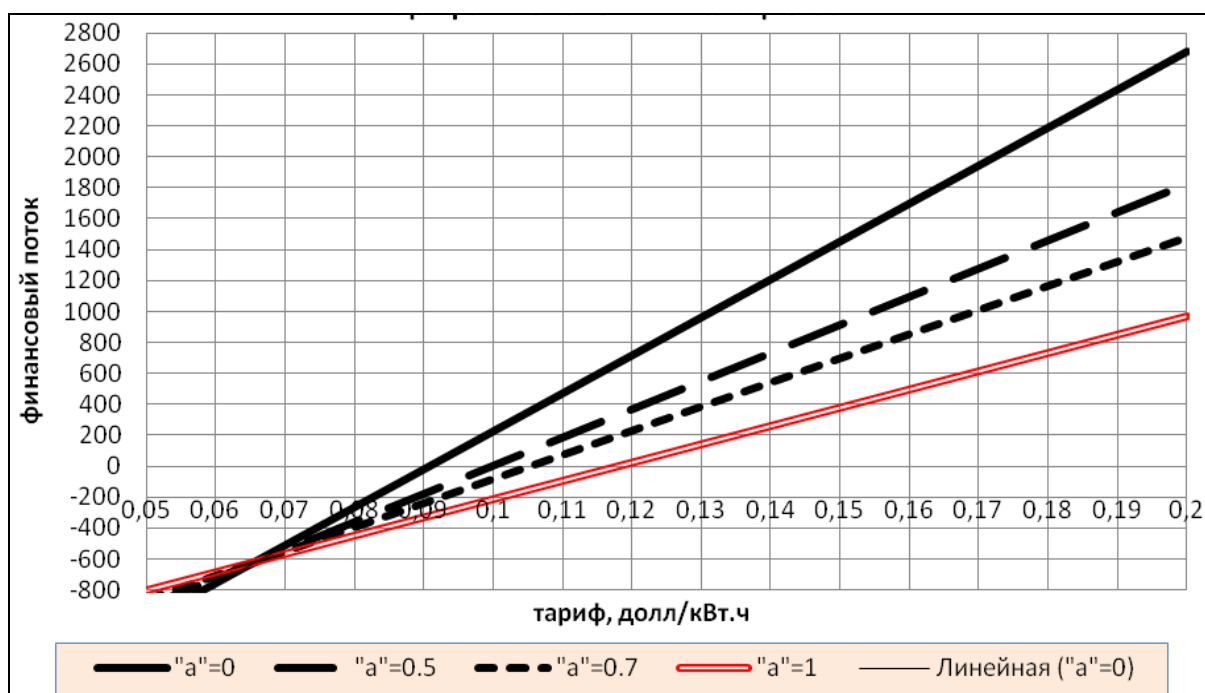


Рисунок 3.4. Финансовый поток энергосистемы за 50 лет при разных тарифах «а». $q=0.85$.

Рассматривая их, можно отметить ряд важных моментов. На всех этих графиках все линии зависимости: $D = f(\pi)$ для всех различных значений «а» пересекаются в одной точке. Ее можно назвать точкой безразличия - в этой точке эффективность проектов развития энергетики не зависит от того в каких долях в ней присутствуют угольная- и гидроэнергетика.

Ниже этой точки более эффективной является гидроэнергетика, выше – угольная энергетика. Причем сама точка безразличия зависит от принятого коэффициента дисконтирования «q». Эта зависимость тарифов на электроэнергию, соответствующих разным значениям «q», показана в таблице 3.22 и приведена на рисунке 3.5.

Таблица 3.22

Зависимость тарифа точки безразличия от коэффициента дисконтирования

q	0.85	0.9	0.95
Тариф точки безразличия	0.066	0.099	0.138

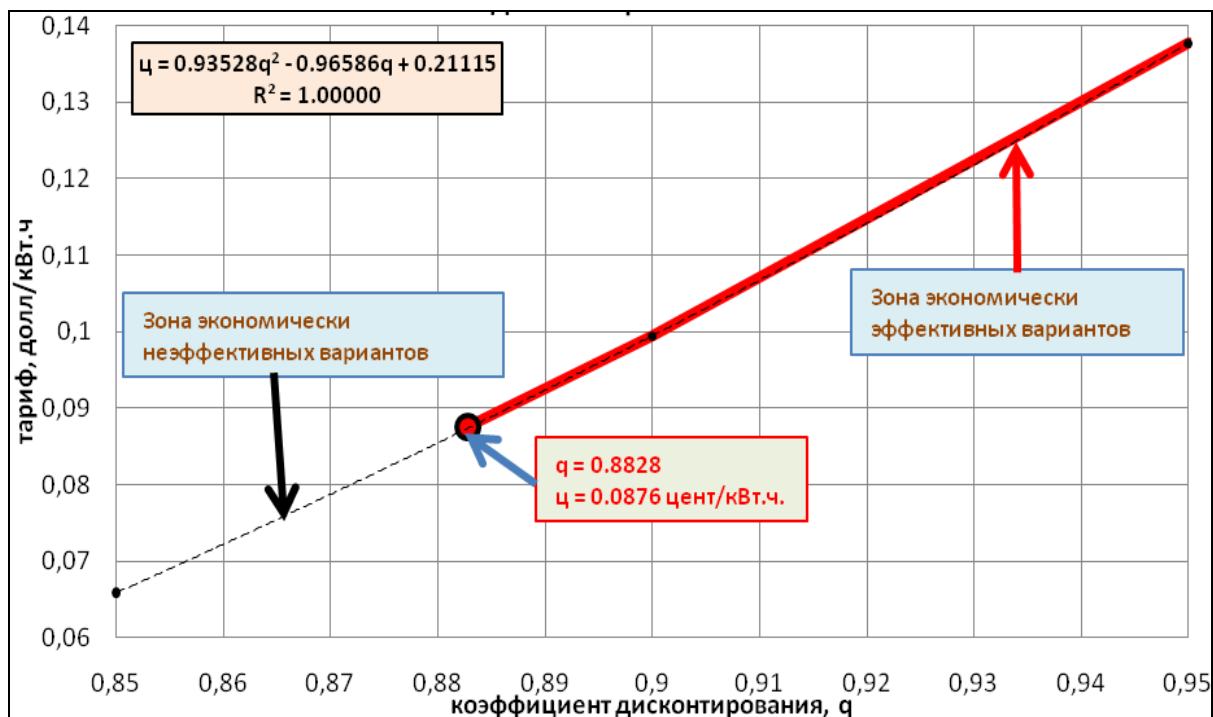


Рисунок 3.5. Тариф точки безразличия в зависимости от коэффициента дисконтирования.

Пересечение показанных на Рисунках 3.2; 3.3; 3.4 линий, соответствующих разным значениям « α » - долей гидроэнергетики в общей системе, с горизонтальной осью $D = 0$ определяет для них тариф на электроэнергию, соответствующий принятому коэффициенту дисконтирования, то есть обеспечивающий заданную внутреннюю норму доходности, являющуюся критерием экономической эффективности проекта.

Непосредственные расчеты таких тарифов приведены в таблице 3.23 и показаны на Рисунок 3.6. Показанная на Рисунок 3.5 зависимость тарифа точки безразличия от коэффициента дисконтирования « q » включает в себя, как экономически эффективные, так и неэффективные варианты.

Таблица 3.23

Тариф, обеспечивающий заданную норму доходности в зависимости от значений « α ».

α	0.0	0.5	0.7	1.0
E = 0.05				
ц	0.0761	0.0605	0.0517	0.0342
E = 0.10				
ц	0.0825	0.0774	0.0744	0.0680
E = 0.15				
ц	0.0910	0.0997	0.1052	0.1179

В первом случае чистый приведенный доход проекта $D > 0$, во втором $D < 0$. Разделяются они точкой, в которой $D = 0$. Соответствующие данные для определения этой точки разделения эффективных и неэффективных проектов приведены в таблице 3.24 и показаны на Рисунок 3.7.

Эта же точка, разделяющая эффективные и неэффективные проекты развития энергетики показана на Рисунок 3.5. Более высокие тарифы и большие значения коэффициента дисконтирования по сравнению с этой точкой относятся к эффективным проектам, нижняя часть кривой – к неэффективным.

Таблица 3.24

Зависимость: $D = f(q)$

q	0.95	0.9	0.85
D	5767.5	737.3	-614.9

Для самой же этой точки со значениями:

$q = 0.8828$; $\pi = 0.0876$ цент/кВт.ч. эффективность проектов развития общей энергетики не зависит от соотношения в ней долей гидро- и угольной энергетики: для всех возможных вариантов « α », от 0 до 1 она одна и та же: $E = 0.1172$ (табл. 3.25). Соответствующая кривая показана также на Рисунок 3.6.

Соответствующий график зависимости финансовых потоков или чистого приведенного дохода от величины тарифа на электроэнергию проектов развития энергетики при разных значений коэффициента дисконтирования для выделенной выше точки показан на Рисунок 3.8. Расчеты приведены в таблице 3.26.

Таблица 3.25

Тариф, обеспечивающий внутреннюю норму доходности $E = 0.1172$

	Тариф, "ц", долл/кВт.ч		
α	0.05	0.1	0.2
0.0	-1234.85	521.21	4033.33
0.5	-919.54	414.31	3082.00
0.7	-793.415	371.55	2701.47
1.0	-604.23	307.40	2130.67

Таблица 3.26

Чистый приведенный доход вариантов развития энергосистемы

	Тариф, "ц", долл/кВт.ч.									
α	0.02	0.05	0.07	0.08	0.10	0.12	0.14	0.16	0.18	0.20
	$\alpha = 0.95$									
0	-5253.08	-2443.53	-570.50	366.02	2239.05	4112.08	5985.11	7858.14	9731.18	11604.21
0.5	-3022.83	-781.85	712.13	1459.13	2953.11	4447.10	5941.08	7435.07	8929.05	10423.04
0.7	-2130.73	-117.18	1225.19	1896.37	3238.74	4581.10	5923.47	7265.84	8608.20	9950.57
1	-792.57	879.83	1994.77	2552.24	3667.18	4782.11	5897.05	7011.99	8126.93	9241.86
	$\alpha = 0.90$									
0	-2713.54	-1410.62	-542.00	-107.69	760.92	1629.54	2498.15	3366.77	4235.39	5104.00
0.5	-1918.29	-915.62	-247.18	87.04	755.48	1423.92	2092.37	2760.81	3429.25	4097.69
0.7	-1600.19	-717.63	-129.25	164.93	753.31	1341.68	1930.05	2518.42	3106.80	3695.17
1	-1123.03	-420.63	47.64	281.77	750.04	1218.31	1686.58	2154.85	2623.12	3091.39
	$\alpha = 0.85$									
0	-1742.16	-1005.56	-514.50	-268.97	222.10	713.16	1204.22	1695.29	2186.35	2677.41
0.5	-1449.95	-904.29	-540.52	-358.63	5.15	368.92	732.69	1096.47	1460.24	1824.02
0.7	-1333.07	-863.78	-550.92	-394.49	-81.63	231.22	544.08	856.94	1169.80	1482.66
1	-1157.74	-803.02	-566.53	-448.29	-211.80	24.68	261.17	497.65	734.14	970.62

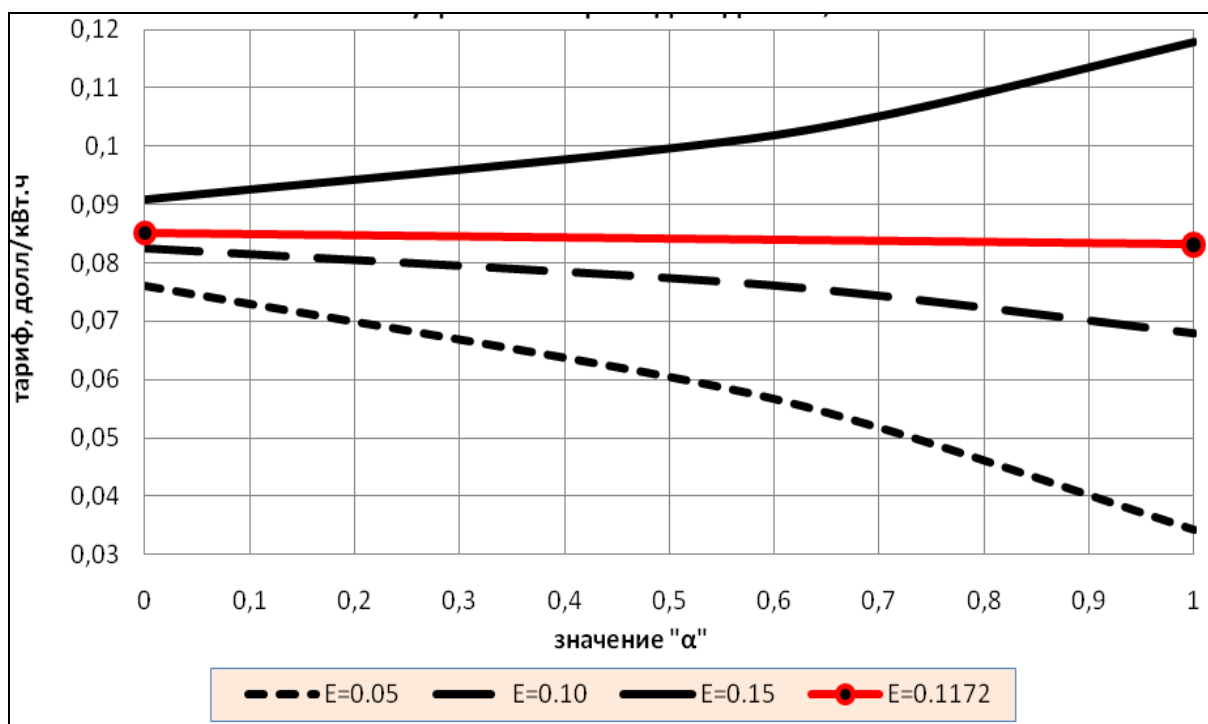


Рисунок 3.6. Тариф, $\pi=f(\alpha)$, обеспечивающие заданное значение внутренней доходности, E

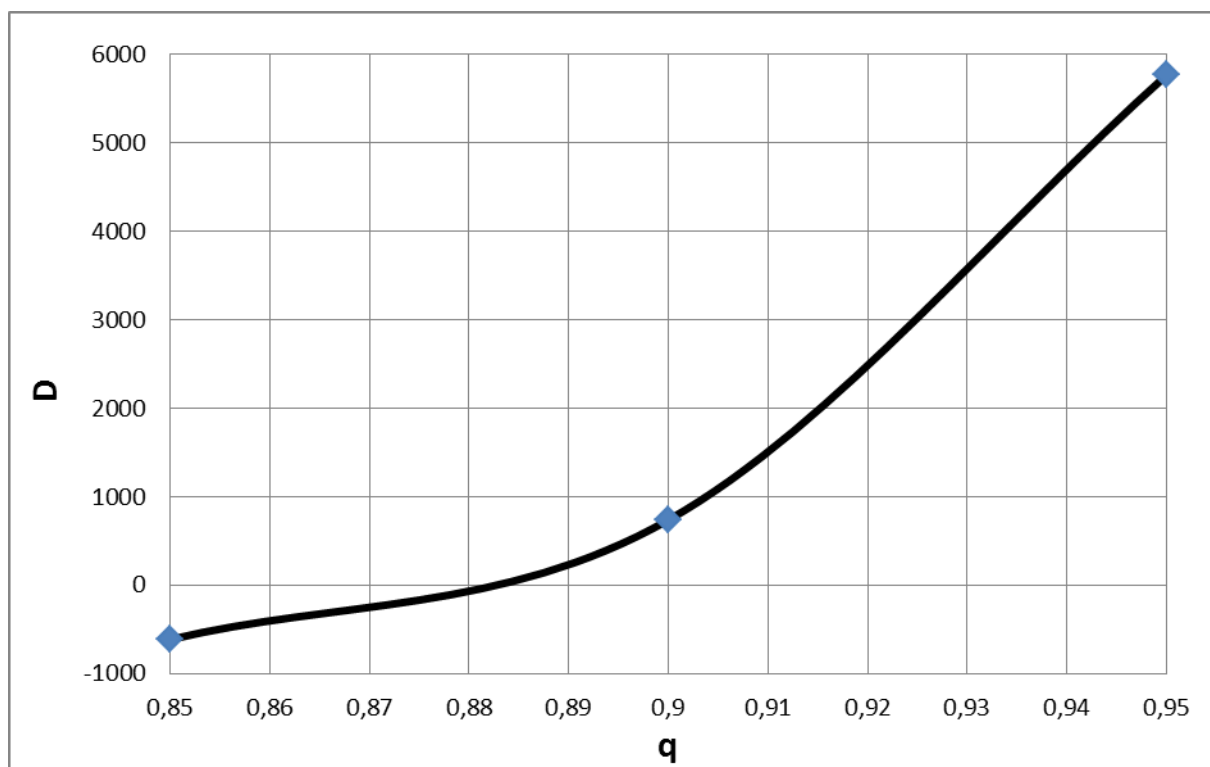


Рисунок 3.7. $D=f(q)$ для точек безразличия

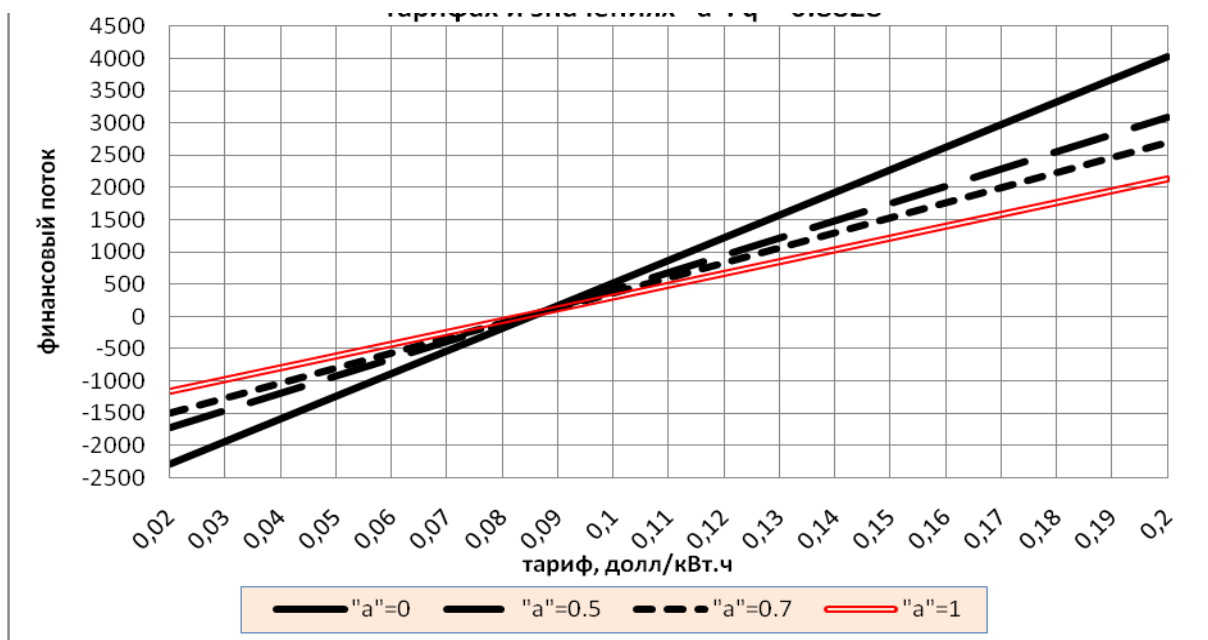


Рисунок 3.8. Финансовый поток энергосистемы за 50 лет при различных тарифах и значениях «α». $q=0.8828$

Гидроэнергетика Таджикистана использует для выработки электроэнергии бесплатный ресурс – речную воду, тепловая энергетика – импортируемые газ, мазут и собственный уголь, затраты на ресурсы которых имеют сегодня топливную составляющую, порядка, 6 цент/кВт.ч. В результате себестоимость электроэнергии ГЭС - 0.5 цент/кВт.ч, что во много раз ниже, чем на ТЭС, по-видимому единственно реальных сегодня для республики - 0,7 цент/кВт.ч.

Но в то же время гидроэнергетика проигрывает угольной энергетике по стоимости и срокам строительства, коэффициенту использования установленной мощности и по уровню гарантированного энергоснабжения. Все эти факторы имеют свою экономическую цену и в итоге выбор оптимальной структуры развития энергетики становится неоднозначным. Он зависит от конкретных условий.

Экономическая привлекательность угольной энергетики повышается при увеличении отпускных тарифов на электроэнергию и снижении внутренней нормы доходности реализуемых проектов. То есть при повышении уровня экономического развития страны и ее инвестиционного рейтинга.

Экономический анализ показывает, что при сложившихся сегодня ценовых и технических параметрах ГЭС и ТЭС существует две системы условий, определяющих экономическая привлекательность угольных ТЭС в Таджикистане.

При внутренней норме доходности энергетических проектов больше 0.1172: $E \geq 0.1172$ и тарифе на электроэнергию больше 0.0876 долл./кВт.ч. угольная энергетика однозначно является более привлекательной по сравнению с гидроэнергетикой.

В то же время для значений внутренней нормы доходности:

$0 \leq E \leq 0.1172$ существует так называемая «точка безразличия», и соответствующий ей тариф, для которой экономические эффективности ГЭС и ТЭС одинаковы. При меньших по отношению к этой точке тарифах на электроэнергию более привлекательной становится гидроэнергетика, при больших тарифах – угольная.

Таким образом, экономическая эффективность угольной энергетики возрастает при повышении тарифов и увеличении внутренней нормы доходности.

То есть угольная энергетика может быть привлекательной для страны заинтересованной в наиболее быстром развитии своей энергетике и готовых для этого на проведение политики повышения тарифов. Последнее означает, что опережающим приоритетом для страны является экономическое развитие, может быть с некоторой задержкой в реализации социальных программ.

В то же время гидроэнергетика является приоритетом долгосрочного развития энергетике.

3.5. Расчет энергоэффективности крупных рек Таджикистана

Одним из самых существенных недостатков гидроэнергетике является большие сроки реализации подготовительного цикла, включающего в себя изыскания, проектирование и строительство ГЭС. Как показывает опыт, этот общий цикл от принятия решения до пуска станции может растягиваться на 10-15 лет. В результате проекты становятся существенно менее эффективными.

В этих условиях важнейшим становится вопрос выбора приоритетных первоочередных для реализации ГЭС, имеющих самые высокие экономические показатели.

В нашей республике эта задача вполне реальна – в республике имеется более 80 уже обследованных створов, пригодных для строительства крупных ГЭС.

С учетом того, что наиболее выгодным в долгосрочном плане является каскадное освоение гидроресурсов, эта задача подразделяется на выбор наиболее энергоэффективных рек и уже потом – наиболее перспективных объектов на них [181].

В качестве объектов исследований для промышленной энергетики были выбраны восемь наиболее крупных рек республики: Вахш, Зеравшан, Искандер-Дарья, Фан-Дарья, Ягноб, Сурхоб, Обихингоу, Кафирниган [27-А].

Территориальное расположение их в разных регионах республики не играет какой-либо существенной роли в отношении промышленного развития регионов центрального Таджикистана – где бы не была построена ГЭС, ее энергия может быть использована в любом другом районе. Это возможно, особенно, после завершения строительства ЛЭП-500 «Юг-Север».

Исключением является только изолированный район ГБАО, поэтому он здесь не рассматривается.

Энергетические параметры вышеперечисленных рек приведены в таблицах 3.27÷3.35 и на Рисунок 3.9÷3.32.

Можно отметить, что рассматриваемые восемь рек очень существенно отличаются друг от друга по всем своим параметрам: высоты расположения, падения, длины от истока до устья, расходов и уклонов. Наилучшим общим энергетическим критерием для таких случаев может быть удельная мощность водоотока – его мощность на единицу длины реки.

При одних и тех же параметрах деривационных ГЭС, наиболее предпочтительные в сегодняшних условиях, как точки зрения энергоиспользования, так и экологии, именно этот критерий будет определять мощность и выработку энергии ГЭС. Соответственно, стоимость ГЭС буде обратно пропор-

циональна ее энергоэффективности, если под последней понимать удельную мощность на единицу длины реки.

Что касается приплотинных ГЭС, то, на первый взгляд, удельная мощность на единицу длины реки не связана напрямую ни с мощностью ГЭС, ни с ее стоимостью. Но если учесть, что длина участка затопления реки обратно пропорциональна энергоэффективности реки, а площадь водохранилища, и соответственно, зоны затопления обратно пропорциональна квадрату энергоэффективности реки, то картина будет той же самой, что и в случае деривационных ГЭС.

Энергоэффективность рек определялась следующим образом. Для каждого выделенного участка реки определялась ее потенциальная энергетическая мощность, N :

$$N = 9.91\eta QH, \text{ где}$$

η - к.п.д. = 1.0 ; N – энергетическая мощность реки, МВт;

Q – средний расход реки на рассматриваемом участке, м³/сек;

H – напор (падение реки на рассматриваемом участке), м.

По полученным данным строились графики накопленных сумм мощности реки от истока до устья: $\Sigma N = f(L)$, который затем аппроксимировался полиномом “ n ”-й степени, обеспечивающим наибольшее приближение к фактической кривой (Рисунок 3.34). В качестве критерия такого приближения принимался коэффициент детерминации R^2 .

Дифференцируя затем полученную вышеописанным способом линию тренда по « L », получаем необходимые значения энергоэффективности реки по участкам: $df(L)/dL$.

Результаты таких расчетов показаны на Рисунок 3.34, и приведены в итоговой таблице 3.27.

Таблица 3.27

Энергетические характеристики р. Вахш

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон, %	$Q_{\text{ср. мн.}}$ $\text{м}^3/\text{с}$	$N_{\text{год}}$ МВт.	$\Sigma N_{\text{год}}$ МВт.	$\mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	$\Sigma \mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	1139
р. Дашти-Гургон	36	6.20	6.20	0.58	654.2	231	231	2020	2020	1103
р. Мирзй-Шарифион	2	0.80	7.00	1.25	654.5	12.8	243.8	112.4	2132.4	1101
р. Муджехарв	55	10.10	17.10	0.54	654.9	353	596.8	3092	5224.4	1046
р. Хаками	2	0.30	17.40	0.67	655.2	12.8	609.6	112.5	5336.9	1044
р. Даран-Камак	20	3.60	21.00	0.56	655.3	128.4	738.1	1125.1	6461.9	1024
р. Лягур	25	4.60	25.60	0.54	655.5	160.6	898.7	1406.9	7868.9	999
р. Оби-Гарм	32	6,00	31.60	3.80	655.9	206	1104.7	1804.6	9673.4	967
р. Оби-Чушон	10	1.80	33.40	0.55	656.1	64.3	1169	563.3	10236.7	957
р. Кундыз-Амунь	19	3.50	36.90	0.55	656.3	123.4	1292.4	1081.3	11318	938
Приток № 375	147	27.10	64.00	0.54	657.2	945.1	2237.5	8278.8	19596.8	791
Приток № 376	65	17.60	81.60	0.37	658.6	419.5	2657	3674.9	23271.8	726
Приток № 377	43.5	26.50	108.10	0.16	659.9	278.1	2935.1	2436	25707.7	675
Приток № 379	19	10,00	118.10	0.19	661	123.1	3058.2	1078.2	26785.9	649
Приток № 380	15	2.40	120.50	0.63	661.4	98.5	3156.6	862.8	27648.7	634
Приток № 381	14.8	5.80	126.30	0.26	661.7	96.6	3253.2	846.2	28494.9	614
Приток № 382	20	10,00	136.30	0.20	662.1	129.8	3383	1136.9	29631.8	
Магистраль. канал Вахш	163	67.20	203.50	0.24	664.6	1061.1	4444.1	9296	38927.8	
р. Яван-Су	52	23,00	226.50	0.23	616.5	314.2	4758.3	2752.3	41680.1	400
Устье	83.1	133,0	359.50	0.02	618.3	504	5262.3	4415	46095.1	316
Итого	823.6	359.5		0.23	618.26	5262.3		46095.1		

Общая площадь водосбора 39100 км².

Таблица 3.28

Энергетические характеристики р. Зеравшан

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон	$Q_{\text{ср. мн.}}$ м ³ /с	$N_{\text{год}}$ МВт.	$\Sigma N_{\text{год}}$ МВт.	$\mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	$\Sigma \mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	2772.5
Шахисафед	172.5	17.6	17.6	0.0098	11.82	19.27	19.27	174.91	174.91	2600.0
Дихаданг	95.0	8.6	26.2	0.0112	18.44	17.07	36.34	149.53	324.44	2505.0
Тро	25.0	6.2	32.4	0.0043	20.87	5.11	41.45	44.76	369.20	2480.0
Самжон	66.2	7.4	39.8	0.0085	24.45	15.86	57.31	138.93	508.13	2413.8
Рог	33.8	1.2	41.0	0.0282	26.06	8.63	65.94	75.59	583.72	2380.0
Ярм	20.0	2.2	43.2	0.0091	28.33	5.55	71.49	48.61	632.33	2360.0
Пакшиф	68.5	5.7	48.9	0.0120	30.76	20.64	92.13	17.96	650.29	2320.0
Деманора	10.0	1.3	50.2	0.0077	32.32	3.17	95.30	27.76	678.05	2281.5
Ляглиф	1.5	0.3	50.5	0.0050	35.32	0.52	95.82	4.55	682.60	2280.0
Сабак	40.5	8.2	58.7	0.0049	37.36	14.82	110.64	12.98	695.58	2239.5
Валгонд	97.4	10.0	68.7	0.0097	43.12	41.16	151.80	360.56	1056.14	2142.1
Падаск	62.1	6.4	75.1	0.0097	46.87	28.52	180.32	249.83	1305.97	2080.0
Рухшиф	17.0	4.2	79.3	0.0041	49.74	0.83	181.15	7.20	1313.17	2063.0
Яруг	11.6	2.4	81.7	0.0048	52.73	5.99	187.14	52.47	1365.64	2051.4
Таваспин	6.4	0.8	82.5	0.0080	53.73	3.37	190.51	29.52	1395.16	2045.0
Эсиз	45.0	5.8	88.3	0.0078	55.51	24.47	214.98	214.35	1609.51	2010.0

Ривут	6.5	1.0	89.3	0.0065	56.39	3.59	218.57	31.44	1640.95	1993.5
Худгиф	23.5	3.4	92.7	0.0069	58.26	13.41	231.98	117.47	1758.42	1970.0
Риомутк	21.5	4.2	96.9	0.0051	59.67	12.57	244.55	110.11	1868.53	1948.5
Калла-Хана	70.5	9.3	106.2	0.0076	60.30	40.90	285.45	358.28	2226.81	1878.0
Гузи	12.0	2.3	108.5	0.0052	62.60	7.36	292.81	64.47	2291.28	1866.0
Сурхат	6.0	1.8	110.3	0.0033	65.58	3.35	296.16	33.72	2325.00	1860.0
Приток 468	55.0	11.0	121.3	0.0050	68.56	36.95	333.11	325.68	2650.68	1805.0
Дарг	85.0	9.2	130.5	0.0092	71.48	59.54	392.65	521.57	3172.25	1720.0
Шавадки-Боло	126.3	8.8	139.3	0.0143	75.30	93.82	486.47	821.86	3994.11	1593.7
Пастиф	56.7	7.0	146.3	0.0081	75.66	42.04	528.51	368.27	4362.38	1537.3
Похут	17.0	2.8	149.1	0.0061	76.73	12.78	541.29	111.95	4474.33	1520.0
Рарз	20.0	3.3	152.4	0.0061	77.28	15.14	556.43	132.62	4606.95	1500.0
Тагоби-Сар	12.7	2.4	154.8	0.0053	77.58	9.65	566.08	84.53	4691.48	1487.3
Испагн	20.9	4.0	158.8	0.0052	78.62	16.10	582.18	141.03	4832.51	1466.4
Пухтин	28.0	4.6	163.4	0.0061	79.51	21.82	604.00	191.14	5023.65	1438.4
Зоосун-Таке	21.0	3.1	166.5	0.0068	79.79	16.42	620.42	143.83	5167.48	1417.4
Фан-Дарья	38.6	5.4	171.9	0.0071	79.98	30.22	650.64	264.72	5432.20	1378.8
Приток 502	13.9	2.8	174.7	0.0049	141.39	19.25	669.89	168.63	5600.83	1364.9
Хушекат	12.1	2.8	177.5	0.0043	141.55	16.78	686.67	146.99	5747.82	1352.8
Зиробод	35.8	7.4	184.9	0.0048	141.20	49.89	736.56	437.03	6184.85	1318.2
Кум-Су	16.2	6.8	191.7	0.0024	142.73	22.66	759.22	198.50	6383.35	1300.8
Мадм	17.7	5.6	197.3	0.0032	143.31	24.86	784.08	217.17	6600.52	1273.1

Вешкант	12.0	2.6	199.9	0.0046	143.49	16.79	800.87	146.98	6747.50	1261.1
Вашан	14.8	4.3	204.2	0.0034	143.70	20.84	821.71	182.55	6930.05	1246.3
Лянгар-Сай	16.5	1.8	206.0	0.0092	143.86	23.26	844.97	203.75	7133.80	1228.8
Урметан	1.0	0.4	206.4	0.0025	143.99	1.41	846.38	12.35	7146.15	1228.8
Реват	28.3	6.3	212.7	0.0045	144.17	39.98	886.36	350.22	7496.37	1200.5
Киштутдак	25.8	6.1	218.8	0.0042	144.65	36.57	922.93	320.35	7816.72	1174.7
Киштут	34.7	8.1	226.9	0.0043	144.90	49.27	972.20	431.60	8248.32	1140.0
Вешкант-Сай	17.9	5.9	232.8	0.0030	151.94	26.65	998.85	233.45	8481.77	1122.1
Козибай-Сай	13.5	3.9	236.7	0.0034	152.06	20.11	1018.96	176.16	8657.93	1108.6
Магиан-Дарья	108.8	34.3	271.0	0.0035	152.37	162.46	1181.42	1423.14	10081.07	999.8
Устье	107.9	30.0	301.0	0.0036	162.12	171.43	1352.85	1501.64	11582.71	891.9
Итого	1870.6	301		0.0062	162.93	1352.85		11582.71		

Общая площадь водосбора 41860 км²

Таблица 3.29

Энергетические характеристики р. Искандер-Дарья

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон	Q _{ср.} м ³ /с	N _{год} МВт.	ΣN _{год} МВт.	Э _{год} ГВт.ч.	ΣЭ _{год} ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		21.13	0	0	0	0	2176.0
Устье	543.8	20.4	20.4	0.0266	21.13	105.83	105.83	927.07	927.07	1632.2
Итого	543.8	20.4	20.4	0.0267	21.13	105.83		927.07		

Общая площадь водосбора 958 км²

Таблица 3.30

Энергетические характеристики р. Фан-Дарья

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон	$Q_{ср.}$ м ³ /с	$N_{год}$ МВт.	$\Sigma N_{год}$ МВт.	$\mathcal{E}_{год}$ ГВт.ч.	$\Sigma \mathcal{E}_{год}$ ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	1632.2
Пасруд-Дарья	20.4	3.0	3.0	0.0068	54.42	10.88	10.88	95.30	95.3	1611.8
Ду-Оба	181.9	15.4	18.4	0.0118	59.43	105.94	116.82	928.03	1023.3	1429.9
Кумарг	21.1	3.0	21.4	0.0070	60.59	12.53	129.35	109.76	1133.1	1408.8
Устье	30.0	2.6	24.0	0.0115	61.13	17.97	147.32	157.42	1290.5	1378.8
Итого	253.4	24		0.0106	61.13	147.32		1290.51		

Общая площадь водосбора 3300 км²

Таблица 3.31

Энергетические характеристики р. Ягноб

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон	$Q_{ср.}$ м ³ /с	$N_{год}$ МВт.	$\Sigma N_{год}$ МВт.	$\mathcal{E}_{год}$ ГВт.ч.	$\Sigma \mathcal{E}_{год}$ ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	3560.0
р. Такали	640	8.2	8.2	0.0780	1.16	3.84	3.84	33.64	33.6	3000.0
р. Такали Малая Барзанги	40.0	1.8	10.0	0.0222	2.04	0.79	4.63	6.92	40.6	2920.0
р. Такали Казан-Темир	273.0	22.4	32.4	0.0122	8.19	21.91	26.54	191.93	232.5	2647.0
р. Такали Кумара	141.0	8.4	40.8	0.0168	11.40	15.75	42.29	137.97	370.5	2506.0
р. Такали Тагоби-Куль	76.0	6.0	46.8	0.0126	13.78	10.26	52.55	89.87	460.3	2400.0
р. Такали Хазор-Чашма	212.1	18.0	64.8	0.0180	19.18	39.87	92.42	349.26	809.6	2217.9
р. Такали Пиндар	120.7	5.2	70.0	0.0231	23.14	27.37	119.79	239.76	1049.4	2097.2
р. Такали Анзоб	20.0	4.2	74.2	0.0048	24.97	4.89	124.68	42.83	1092.2	2077.2

р. Такали Хшертоб	34.3	7.6	81.8	0.0045	26.31	8.84	133.52	77.43	1169.6	2042.9
р. Такали Джижткрут	317.9	12.0	93.8	0.0265	27.70	86.29	219.81	755.90	1925.5	1725.0
р. Такали Шутки	1.1	0.8	94.6	0.0014	30.15	0.32	220.13	2.80	1928.3	1723.9
р. Такали Габерут	46.0	3.6	98.2	0.0136	31.00	14.32	234.45	125.44	2053.8	1674.9
Устье	42.7	4.0	102.2	0.0107	33.25	13.91	248.36	121.85	2175.6	1632.2
Итого	1964.8	102.2		0.0192		248.36		2175.60		

Общая площадь водосбора 1660 км²

Таблица 3.32

Энергетические характеристики р. Сурхоб

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон, %	Q _{ср. мн.} м ³ /с	N _{год} МВт.	ΣN _{год} МВт.	Э _{год} ГВт.ч.	ΣЭ _{год} ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	4700
р. Такали Ичкеле-Сай	809	30.80	30.80	2.63	6.92	26.6	27	26	260	3891
р. Такали Зулум-Арт	168	5.20	36.00	3.35	11.3	18.6	45	163	423	3723
р. Такали Кара-Джилга	55	2.20	38.20	2.72	17.3	9.3	55	81.6	505	3668
р. Такали Кумыш-Джилга	145	8.40	46.60	1.72	21	29.8	84	261	766	3523
р. Такали Карай-Кашон	113	3.40	50.00	3.72	22.4	25.9	110	227	993	3410
р. Такали Кыз-Курган	519	18.50	68.50	2.80	30	85.4	196	748	1741	2891
р. Такали Каинды	151	16.20	84.70	0.93	36	53.1	249	465	2206	2740
р. Такали Саук-Сай	28	4.90	89.60	0.77	70	19.2	268	168	2374	2712
р. Такали Терс-Агар-Су	7	1.21	90.80	0.58	93.5	6.4	274	56.2	2430	2705

р. Такали Аю-Джилга	155	17.10	107.90	0.91	97	147	42	1290	3720	2550
р. Такали Кызыл-Су	9	1.10	109.00	0.86	102	9.5	431	82.8	3803	2540
р. Такали Сурхан-Гау	200	16.40	125.40	1.22	109.2	214	645	1860	5663	2341
р. Такали Ширваза	143	1.60	127.00	8.93	114.1	149	794	1300	6963	2198
р. Такали Сугран	168	6.00	133.00	2.79	116	187	981	1650	8613	2030
р. Такали Оби-Ханук	21	15.30	148.30	0.14	130	26.1	1007	229	8842	2009
р. Такали Кызыл-Су (Алайская)	166	21.60	169.90	0.77	146	236	1243	2070	10912	1843
р. Такали Дара-Чол	44	5.60	175.50	0.79	218	94	1337	823	11735	1799
р. Такали Арча-Капа	47	8.40	183.90	0.56	219	101	1438	884	12619	1752
Приток № 282	11	1.50	185.40	0.73	221	23	1462	209	12828	1741
р. Такали Кок-Су	42	6.20	191.60	0.70	225	92.5	1554	810	13638	1699
р. Такали Шурак	58	8.80	200.40	0.66	257	151	1705	1320	14958	1641
р. Такали Канышбек	29	4.40	204.80	0.66	260	73.8	1779	646	15603.6	1612
р. Такали Шикерга	53	13.60	218.40	0.39	261	126	1905	1100	16704	1559
р. Такали Ярхич	27	4.30	222.70	0.63	262	72.6	1978	636	17340	1557
р. Такали Сурх-Дара	16	4.11	226.80	0.39	315	49.3	2027	432	17772	1516
р. Такали Шурик	13	3.20	230.00	0.41	316	40.2	2067	352	18124	1503
р. Такали Дидадь	28	6.91	236.90	0.41	319	87.6	2155	767	18891	1475
Приток № 308	35	9.60	246.50	0.37	320	111	2266	975	19866	1440
р. Такали Оби-Мазар	2	0.50	247.00	0.26	322	5.7	2271	49.7	19915	1438
р. Такали Шурак	53	10.40	257.40	0.51	323	167	2438	1460	21375	1385

Приток № 311	12	7.40	264.80	0.16	325	38	2477	335	21710	1381
Приток № 312	12	1.20	266.00	1.0	331	39	2515	341	22051	1373
р. Такали Рукоу	43	11.50	277.50	0.37	332	140	2655	1230	23281	1318
р. Такали Сорбог	81	19.50	297.00	0.42	335	266	2921	2330	25611	1237
Приток № 329	25	9.10	306.10	0.27	408	100	3021	874	26485	1212
Приток № 330	12	2.10	308.20	0.57	409	48.1	3069	421.	26906	1200
Устье	61	13.00	321.20	0.47	438	262	3331	2290	29196	1139
Итого	3561	321.21		1.11	654.2	3331.4		29196		

Общая площадь водосбора 22730 км²

Таблица 3.33

Энергетические характеристики р. Обихингоу

Границы участков	Падение, м.	Длина участка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон, %	Q _{ср. мн.} м ³ /с	N _{год} МВт.	ΣN _{год} МВт.	Э _{год} ГВт.ч.	ΣЭ _{год} ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	3040
р. Киргизоб	415	23.10	23.10	1.80	15.40	62.70	62.70	549.0	549.00	2625
р. Бохуд	2	1.60	24.70	0.12	24.90	0.50	63.20	4.29.0	553.30	2623
р. Оби-Мазор	443	32.30	57.00	1.37	46.50	202.00	265.20	1770.0	2323.30	2180
р. Урфати	20	1.40	58.40	1.41	90.00	17.40	282.60	152.0	2475.30	2161
р. Писода	64	7.80	66.20	0.82	93.20	58.20	340.80	510.0	2985.30	2097
р. Сангоба	117	8.60	74.80	1.36	99.00	114.00	454.80	994.0	3979.30	1980
р. Шакли-Су	114	19.20	94.00	0.59	106.00	118.00	572.80	1034.0	5013.30	1866

р. Иахнак-Дара	22	4.40	98.40	0.51	137.00	30.00	602.80	262.0	5275.30	1844
р. Фарки-Куш	54	10.40	108.80	0.52	141.00	75.00	677.80	654.0	5929.30	1790
р. Гун-Дара	27	4.00	112.80	0.67	150.00	39.10	716.90	343.0	6272.30	1763
р. Саузы-Хара	42	6.00	118.80	0.70	152.00	62.70	779.60	549.0	6821.30	1721
Приток № 348	37.5	5.60	124.40	0.67	160.00	58.60	838.20	514.0	7335.30	1660
р. Сары-Об	27	4.40	128.80	0.61	162.00	42.80	881.00	375.0	7710.30	1642
Приток № 351	25	3.90	132.70	0.64	177.00	43.40	924.40	380.0	8090.30	1632
Приток № 352	29	4.40	137.10	0.66	179.00	50.90	975.30	446.0	8536.30	1603
р. Бандасарико	35	5.80	142.90	0.60	180.00	61.70	1037.00	541.0	9077.30	1568
р. Пагуля	7	1.40	144.30	0.50	188.00	12.70	1049.70	113.0	9190.30	1561
Приток 3№ 55	26	4.40	148.70	0.59	189.00	48.30	1098.00	423.0	9613.30	1535
р. Дашти-Кавак	65	9.00	157.70	0.72	193.00	123.00	1221.00	1080.0	10693.30	1470
Приток № 357	22	3.70	161.40	0.59	198.00	42.70	1263.70	374.0	11067.30	1448
р. Пагамноу-Дара	19	4.20	165.60	0.45	200.00	37.20	1300.90	326.0	11393.30	1429
Приток № 359	25	6.20	171.80	0.40	214.00	51.80	1352.70	454.0	11847.30	1400
Приток № 360	44	9.60	181.40	0.46	215.00	92.80	1445.50	813.0	12660.30	1360
Устье	221	16.60	198.00	1.33	220.00	476.00	1921.50	4170.0	16830.30	1139
Итого	1901	198,0	198.00	0.96	222.00	1921.50		16830.30		

Общая площадь водосбора 6530 км²

Таблица 3.34

Энергетические характеристики р. Кафирниган

Границы участков	Падение, м.	Длина у-ка, км.	Расстояние от истока, км	Уклон	$Q_{\text{ср. мн.}}$ $\text{м}^3/\text{с}$	$N_{\text{год}}$ МВт.	$\Sigma N_{\text{год}}$ МВт.	$\mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	$\Sigma \mathcal{E}_{\text{год}}$ ГВт.ч.	Абс. отм. м.
Исток			0		0	0	0	0	0	3150.0
Оби-Барзанги	765.0	15.8	15.8	0.0484	5.60	42.03	42.03	368.20	368.20	2385.0
Зор-Камар	105.0	8.4	24.2	0.0125	10.89	11.20	53.23	98.11	466.3	2280.0
Ханако	611.7	18.3	42.5	0.0335	16.20	97.11	150.34	850.68	1317.0	1668.3
Дарай-Бидак	73.3	3.7	46.2	0.0198	28.38	20.38	170.72	178.53	1495.5	1595.0
Сорбух	10.0	0.6	46.8	0.0167	30.03	2.95	173.67	25.80	1521.3	1585.0
Сурхоб	189.0	13.4	60.2	0.0141	35.99	66.66	240.33	583.94	2105.3	1396.0
Тавиш	136.0	7.5	67.7	0.0182	40.36	53.79	294.12	471.20	2576.5	1260.0
Авдол	48.0	4.1	71.8	0.0117	42.53	20.42	314.54	178.88	2755.3	1212.0
Сардай-Миона	35.8	4.2	76.0	0.0085	44.05	15.45	329.99	135.34	2890.7	1176.2
Азрек	14.2	1.0	77.0	0.0142	86.47	12.04	342.03	105.47	2996.2	1162.0
Пандема	27.0	2.4	79.4	0.0112	86.95	23.00	365.03	201.48	3197.6	1135.0
Иос	107.0	15.6	95.0	0.0069	89.18	93.51	458.54	819.15	4016.8	1028.0
Могов	18.0	4.2	99.2	0.0043	99.82	17.61	476.15	154.26	4171.0	1010.0
Приток 410	50.0	3.6	102.8	0.0139	100.69	49.33	525.48	432.13	4603.2	960.0
Оби-Дара	6.0	1.6	104.4	0.0037	100.90	5.93	531.41	51.94	4655.1	954.0
Приток 412	42.0	4.4	108.8	0.0095	101.14	41.62	573.03	364.59	5019.7	912.0

Семиганч	41.2	5.6	114.4	0.0074	101.59	41.02	614.05	359.34	5379.0	870.8
Иляк	143.1	26.4	140.8	0.0053	103.91	145.72	759.77	1276.51	6655.6	730.0
Душанбе-Дарья	5.0	0.4	141.2	0.0125	111.08	5.44	765.21	47.65	6703.2	727.7
Ханака	49.0	17.6	158.8	0.0028	159.39	76.54	841.75	670.49	7373.7	673.7
Устье	363.7	227.2	386.0	0.0016	163.41	583.03	1424.78	5107.30	12481.0	310.0
Итого	2840	386	386	0.0074	165.00	1424.78		12481		

Общая площадь водосбора 11700 км²

Таблица 3.35

Сравнительный анализ энергоэффективности крупных рек Таджикистана

Вахш				Обихингоу				Сурхоб				Кафирниган			
L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL
0	0	0	35.80	0	0	0	2.63	0	0	0	0	0	0	0	5.79
6.2	231.00	10.00	34.11	23.1	62.7	10	3.19	30.8	26.60	10	0	15.8	42.03	10	5.79
7.0	243.83	20.00	32.47	24.7	63.2	20	3.99	36.0	45.20	20	1.06	24.2	53.23	20	5.79
17.1	596.80	30.00	30.88	57.0	265.2	30	4.91	38.2	54.52	30	2.33	42.5	150.34	30	5.79
17.4	609.64	40.00	29.33	58.4	282.6	40	5.85	46.6	84.32	40	3.53	46.2	170.72	40	5.79
21.0	738.07	50.00	27.82	66.2	340.8	50	6.72	50.0	110.22	50	4.66	46.8	173.67	50	5.79
25.6	898.68	60.00	26.36	74.8	454.8	60	7.47	68.5	195.62	60	5.73	60.2	240.33	60	5.79
31.6	1104.68	70.00	24.94	94.0	572.8	70	8.07	84.7	248.72	70	6.74	67.7	294.12	70	5.79
33.4	1168.98	80.00	23.56	98.4	602.8	80	8.50	89.6	267.92	80	7.67	71.8	314.54	80	5.79
36.9	1292.42	90.00	22.23	108.8	677.8	90	8.78	90.8	274.33	90	8.55	76.0	329.99	90	5.79
64.0	2237.49	100.00	20.94	112.8	716.9	100	8.93	107.9	421.33	100	9.35	77.0	342.03	100	5.79

81.6	2657.00	110.00	19.70	118.8	779.6	110	9.03	109.0	430.79	110	10.09	79.4	365.03	110	5.79
108.1	2935.08	120.00	18.50	124.4	838.2	120	9.13	125.4	644.79	120	10.77	95.0	458.54	120	5.79
118.1	3058.16	130.00	17.34	128.8	881.0	130	9.36	127.0	793.79	130	11.38	99.2	476.15	130	5.79
120.5	3156.65	140.00	16.23	132.7	924.4	140	9.82	133.0	980.79	140	11.92	102.8	525.48	140	5.79
126.3	3253.25	150.00	15.16	137.1	975.3	150	10.66	148.3	1006.89	150	12.40	104.4	531.41	150	5.79
136.3	3383.03	160.00	14.13	142.9	1037.0	160	12.05	169.9	1242.89	160	12.81	108.8	573.03	160	5.79
203.5	4444.13	170.00	13.15	144.3	1049.7	170	14.19	175.5	1336.89	170	13.16	114.4	614.05	170	2.57
226.5	4758.32	180.00	12.21	148.7	1098.0	180	17.28	183.9	1437.89	180	13.44	140.8	759.77	180	2.57
359.5	5262.32	190.00	11.32	157.7	1221.0	190	21.57	185.4	1461.69	190	13.66	141.2	765.21	190	2.57
		200.00	10.47	161.4	1263.7	200	27.30	191.6	1554.19	200	13.81	158.8	841.75	200	2.57
		210.00	9.66	165.6	1300.9		9.97	200.4	1705.19	210	13.89	386.0	1424.78	210	2.57
		220.00	8.90	171.8	1352.7			204.8	1778.99	220	13.91			220	2.57
		230.00	8.18	181.4	1445.5			218.4	1904.99	230	13.86			230	2.57
		240.00	7.51	198.0	1921.5			222.7	1977.59	240	13.75			240	2.57
		250.00	6.87					226.8	2026.89	250	13.57			250	2.57
		260.00	6.29					230.0	2067.09	260	13.33			260	2.57
		270.00	5.74					236.9	2154.69	270	13.02			270	2.57
		280.00	5.24					246.5	2265.69	280	12.64			280	2.57
		290.00	4.79					247.0	2271.36	290	12.20			290	2.57
		300.00	4.37					257.4	2438.36	300	11.70			300	2.57
		310.00	4.01					264.8	2476.56	310	11.13			310	2.57
		320.00	3.68					266.0	2515.46	320	10.49			320	2.57
		330.00	3.40					277.5	2655.46	330	9.78			330	2.57

		340.00	3.16					297.0	2921.46		9.89			340	2.57
		350.00	2.97					306.1	3021.26					350	2.57
		360.00	2.82					308.2	3069.36					360	2.57
			14.71					321.2	3331.36					370	2.57
														380	2.57
														390	2.57
															3.93

Зеравшан				Ягноб				Фон-Дарья				Искандар-Дарья			
L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL	L, км	N, МВт	L, км	dN/dL
0	0	0	0.20	0	0	0	0.94	0	0	0	6.34	0	0	0	5.19
17.6	19.27	10	0.77	8.2	3.84	10	0.89	3.0	10.88	5	6.33	20.4	105.83	22	5.19
26.2	36.34	20	1.30	10.0	4.63	20	0.97	18.4	116.82	10	6.31				5.19
32.4	41.45	30	1.81	32.4	26.54	30	1.17	21.4	129.35	15	6.29				
39.8	57.31	40	2.29	40.8	42.29	40	1.51	24.0	147.32	20	6.28				
41.0	65.94	50	2.73	46.8	52.55	50	1.97			25	6.26				
43.2	71.49	60	3.15	64.8	92.42	60	2.57				6.30				
48.9	92.13	70	3.54	70.0	119.79	70	3.29								
50.2	95.30	80	3.89	74.2	124.68	80	4.14								
50.5	95.82	90	4.22	81.8	133.52	90	5.12								
58.7	110.64	100	4.52	93.8	219.81	100	6.22								
68.7	151.80	110	4.78	94.6	220.13	110	7.46								
75.1	180.32	120	5.02	98.2	234.45		3.02								
79.3	181.15	130	5.23	102.2	248.36										
81.7	187.14	140	5.40												
82.5	190.51	150	5.55												
88.3	214.98	160	5.66												
89.3	218.57	170	5.75												
92.7	231.98	180	5.81												
96.9	244.55	190	5.83												
106.2	285.45	200	5.83												

108.5	292.81	210	5.79												
110.3	296.16	220	5.73												
121.3	333.11	230	5.64												
130.5	392.65	240	5.51												
139.3	486.47	250	5.36												
146.3	528.51	260	5.17												
149.1	541.29	270	4.96												
152.4	556.43	280	4.71												
154.8	566.08	290	4.44												
158.8	582.18	300	4.13												
163.4	604.00	310	3.80												
166.5	620.42		4.33												
171.9	650.64														
174.7	669.89														
177.5	686.67														
184.9	736.56														
191.7	759.22														
197.3	784.08														
199.9	800.87														
204.2	821.71														
206.0	844.97														
206.4	846.38														
212.7	886.36														
218.8	922.93														
226.9	972.20														
232.8	998.85														
236.7	1018.96														
271.0	1181.42														
301.0	1352.85														

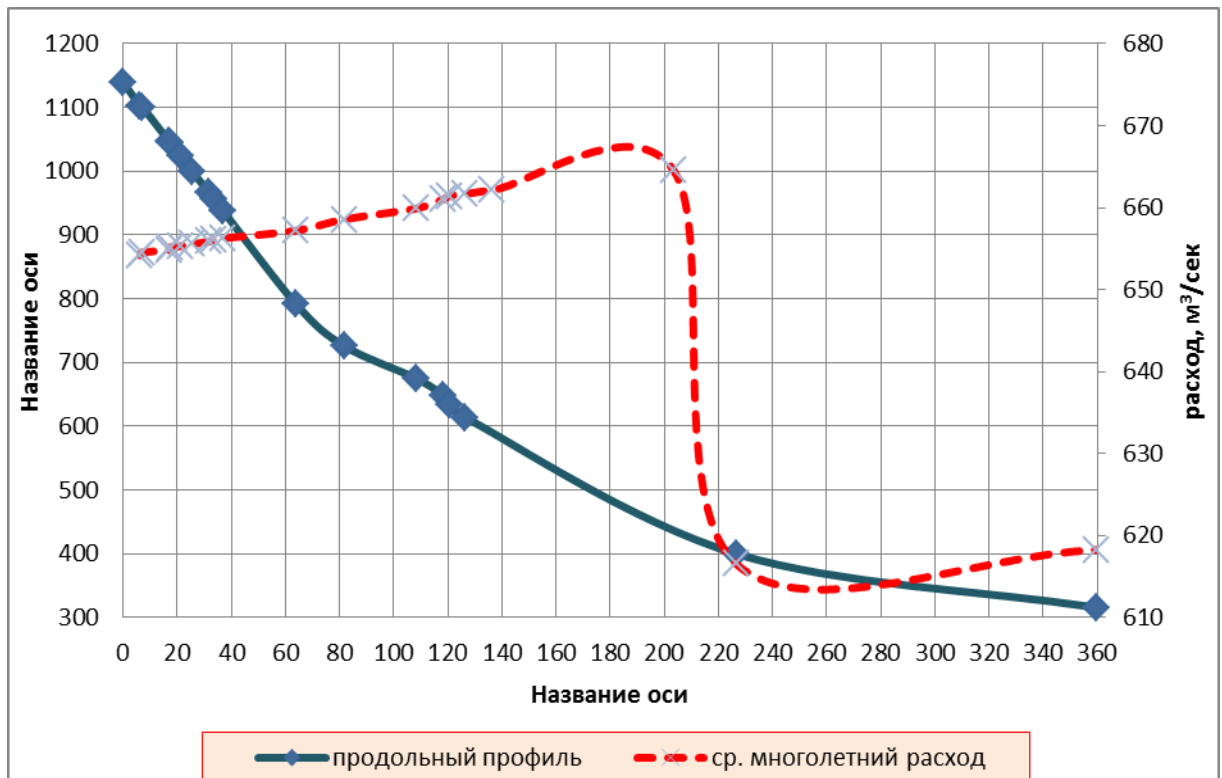


Рисунок 3.9. Схема энергетического использования реки Вахш

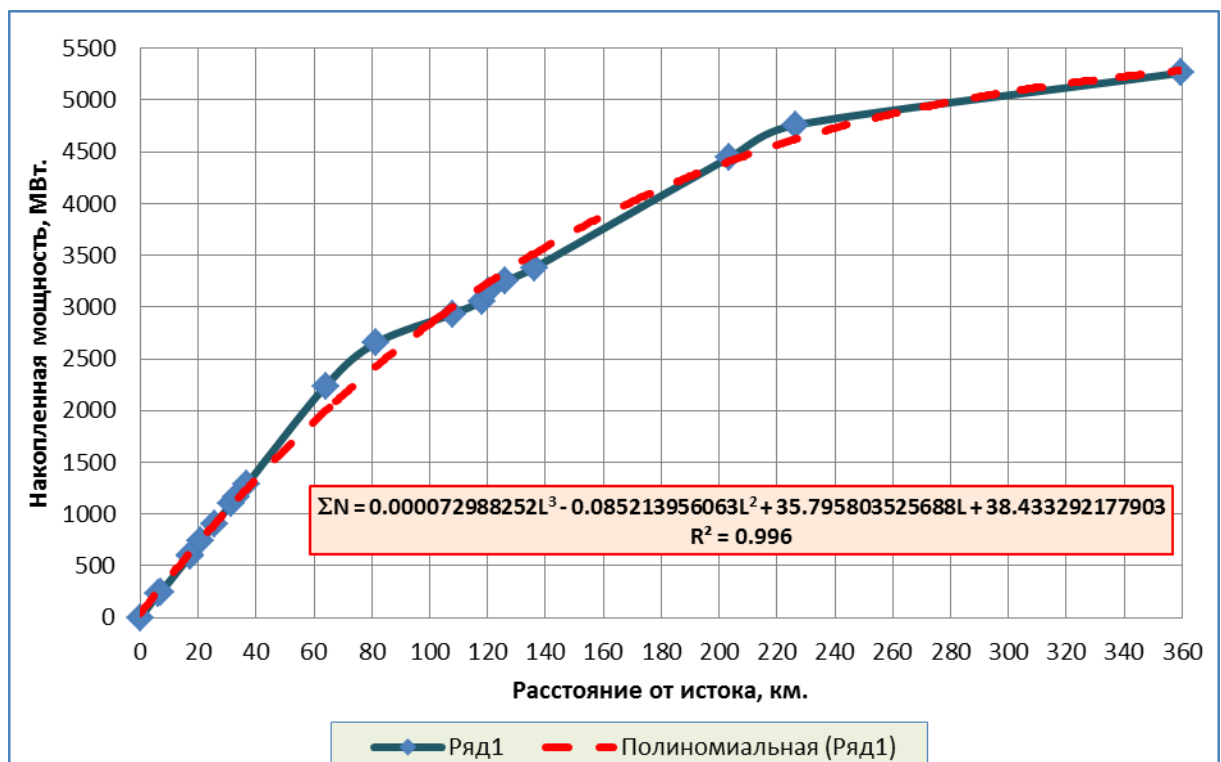


Рисунок 3.10. Энергетический потенциал реки Вахш. Мощность, МВт

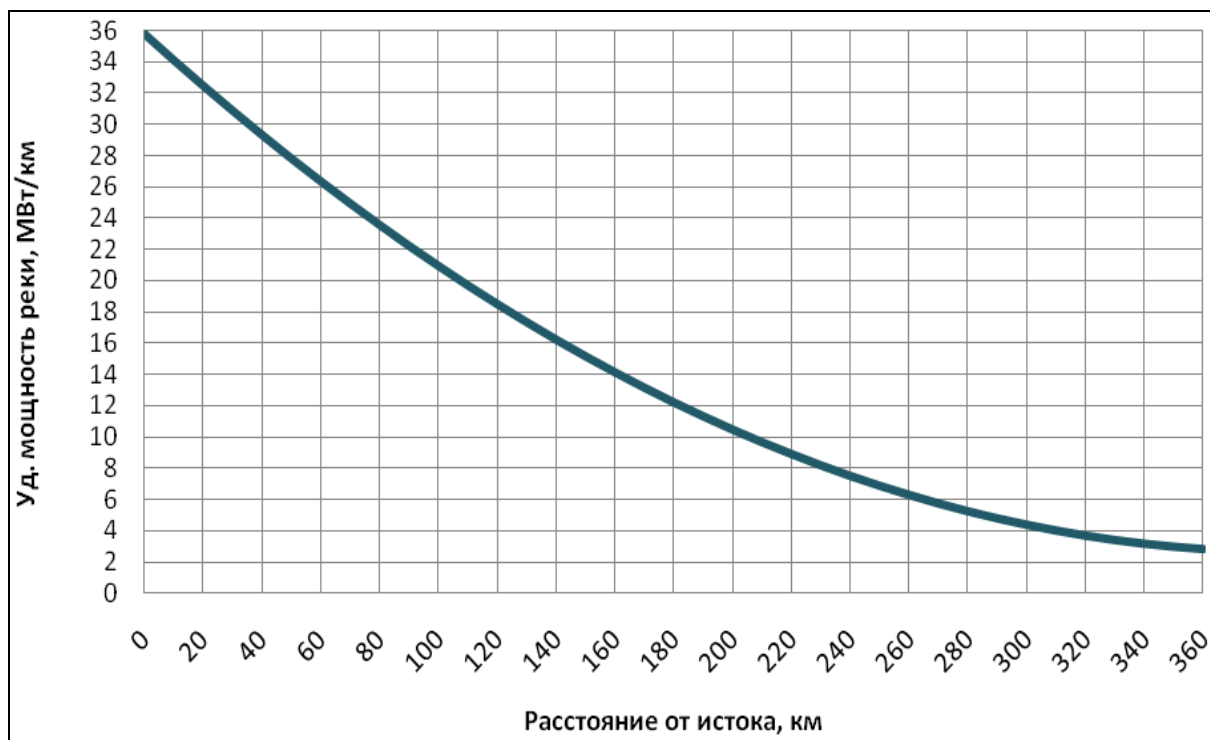


Рисунок 3.11. Удельный энергетический потенциал реки Вахш: dN/dx

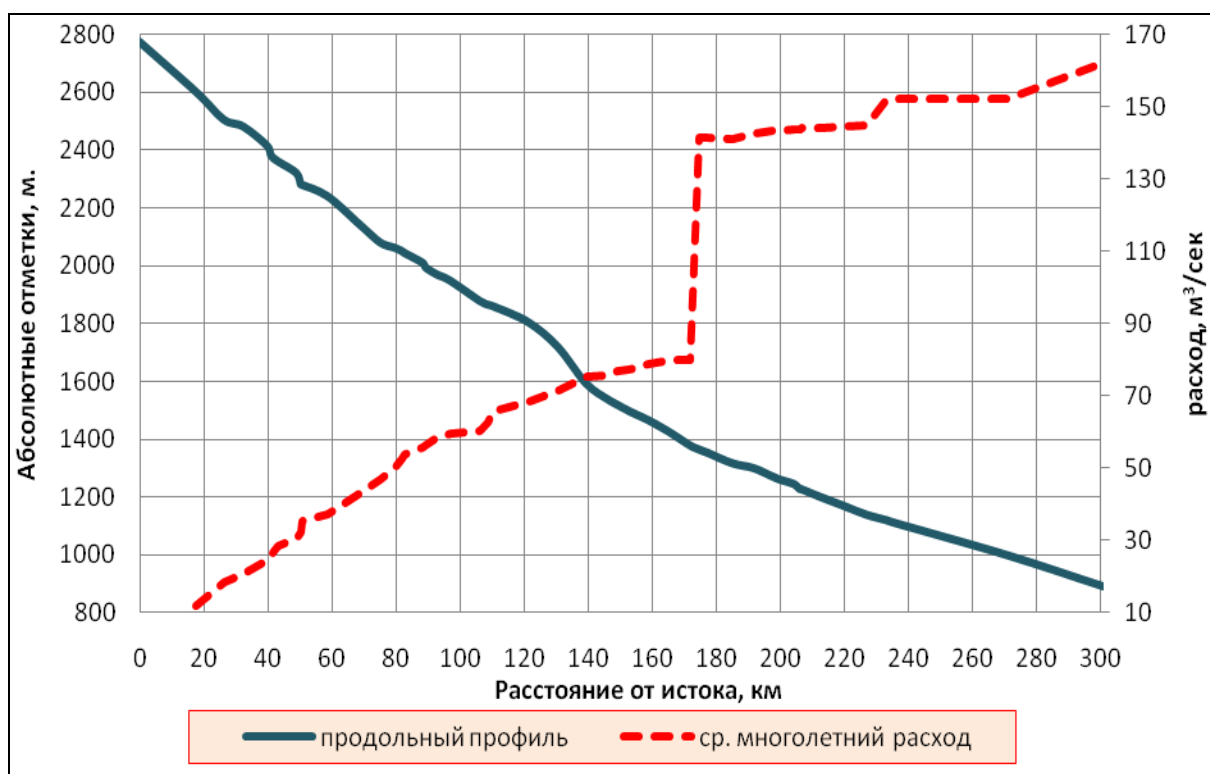


Рисунок 3.12. Схема энергетического использования реки Зеравшан

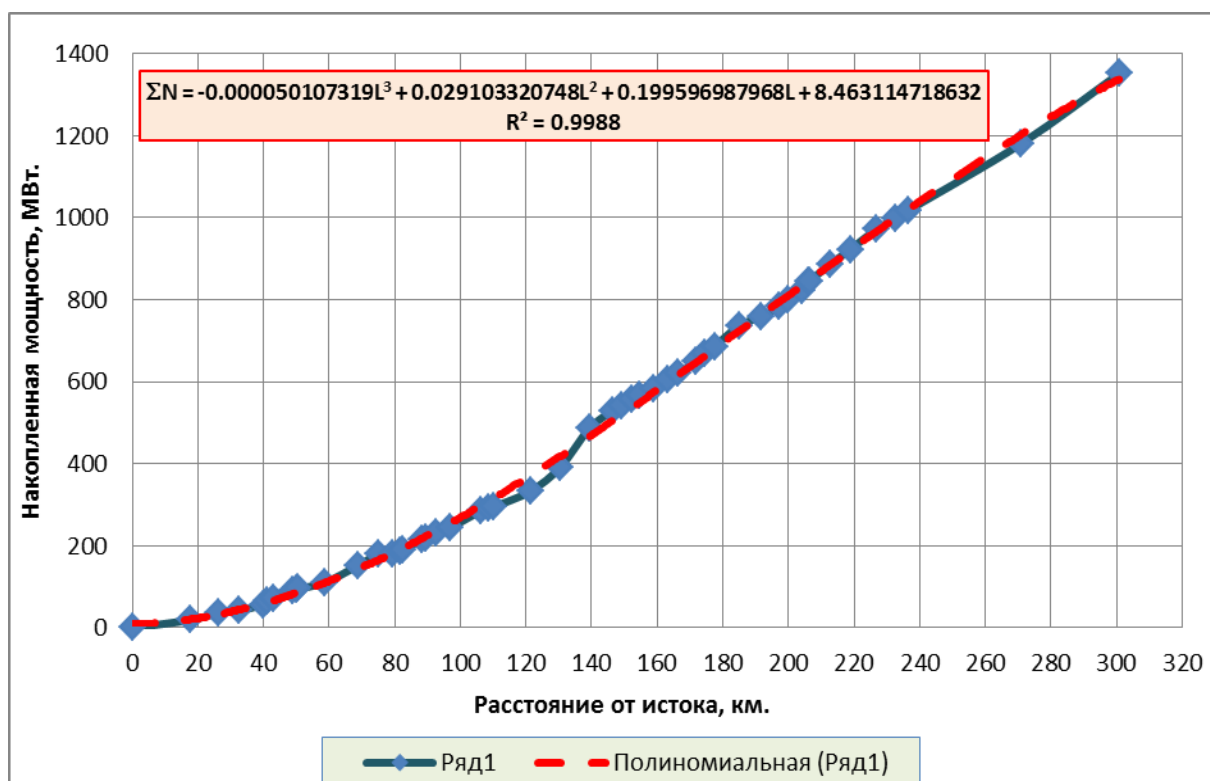


Рисунок 3.13. Энергетический потенциал реки Зеравшан. Мощность, МВт

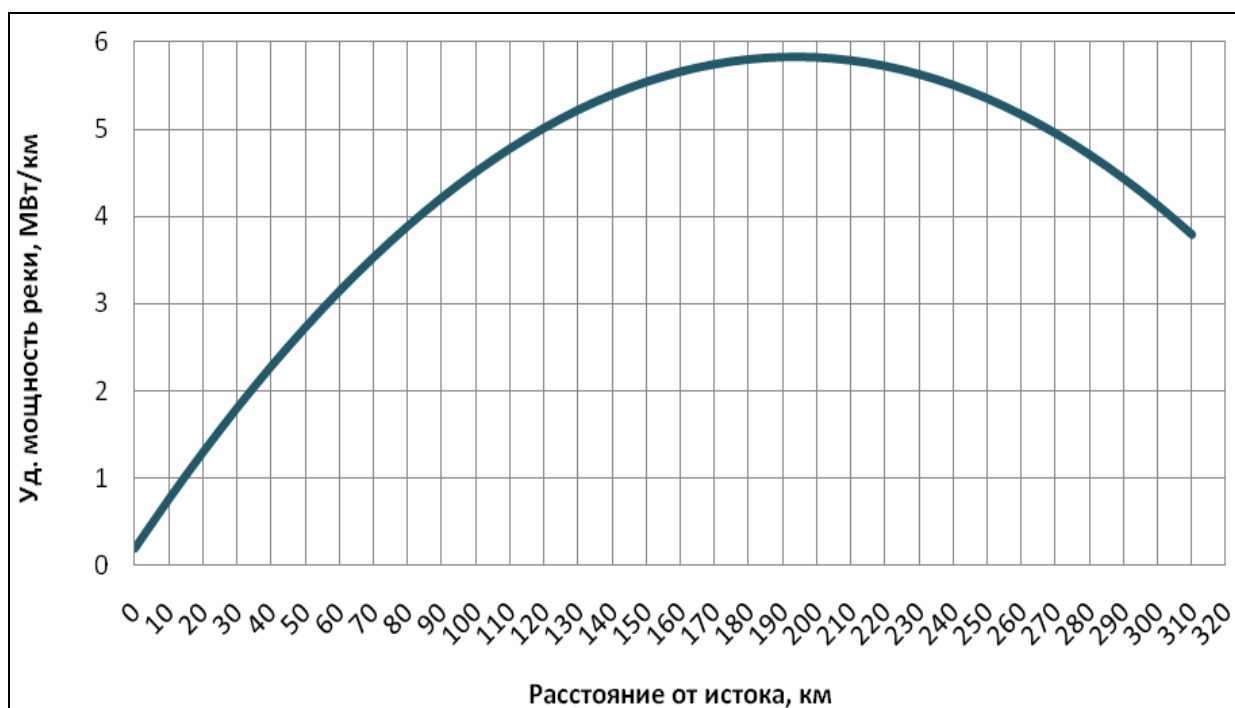


Рисунок 3.14. Удельный энергетический потенциал реки Зеравшан: dN/dx

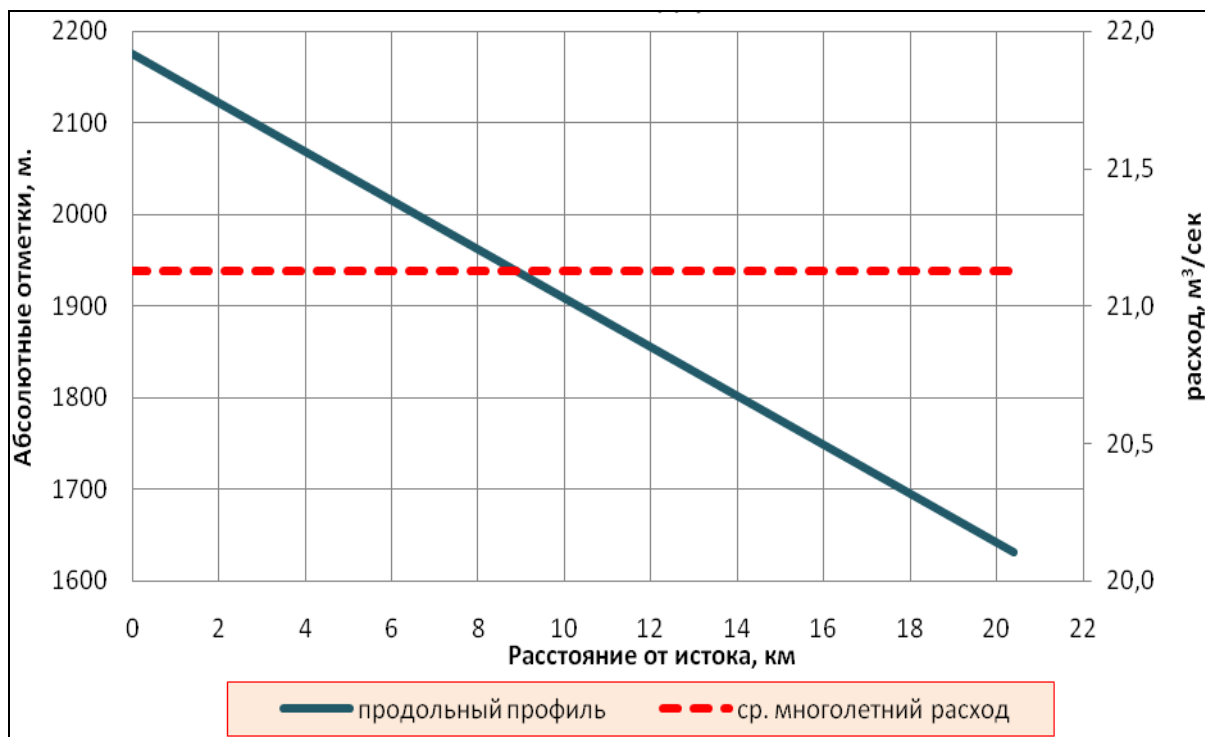


Рисунок 3.15. Схема энергетического использования реки Искандер-Дарья

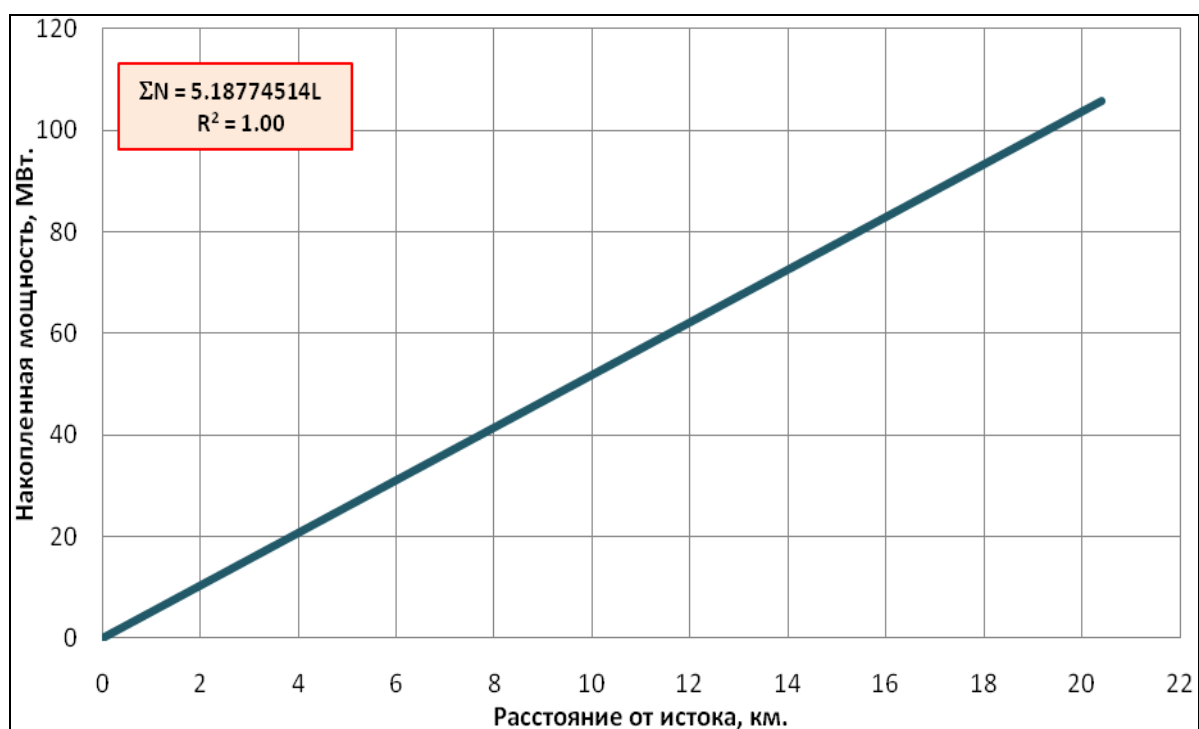


Рисунок 3.16. Энергетический потенциал реки Искандер-Дарья. Мощность, МВт

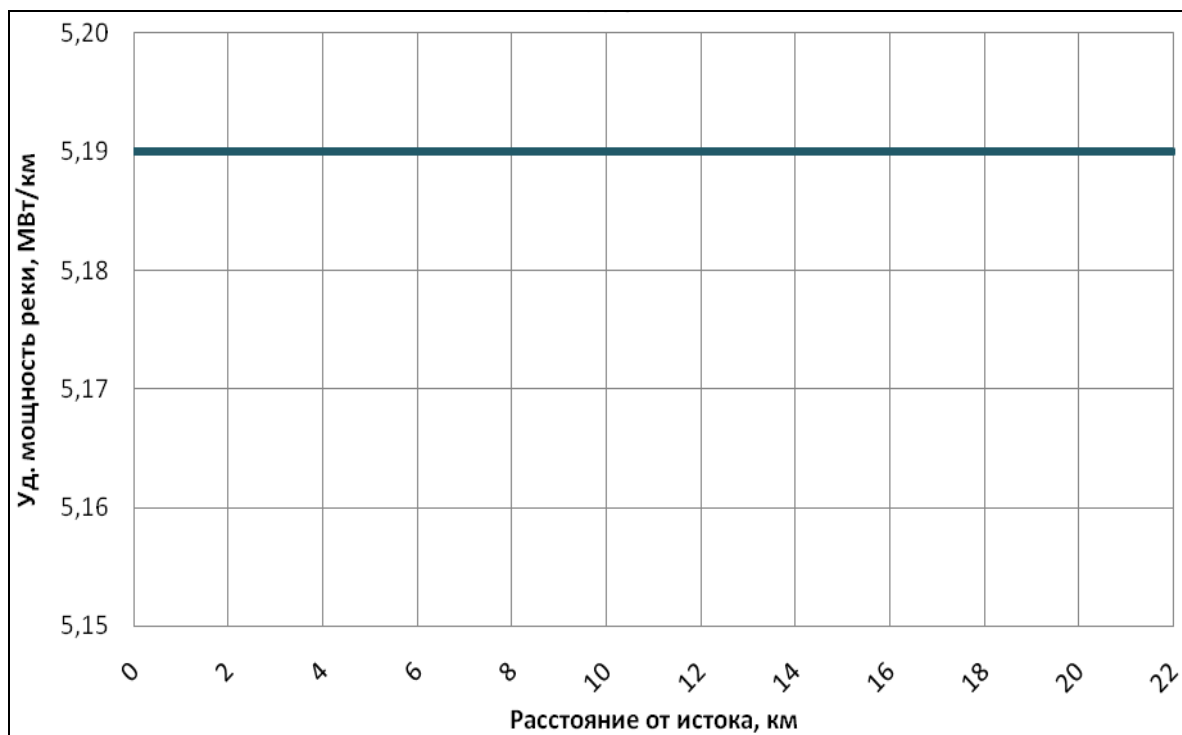


Рисунок 3.17. Удельный энергетический потенциал реки Искадер-Дарья dN/dx .

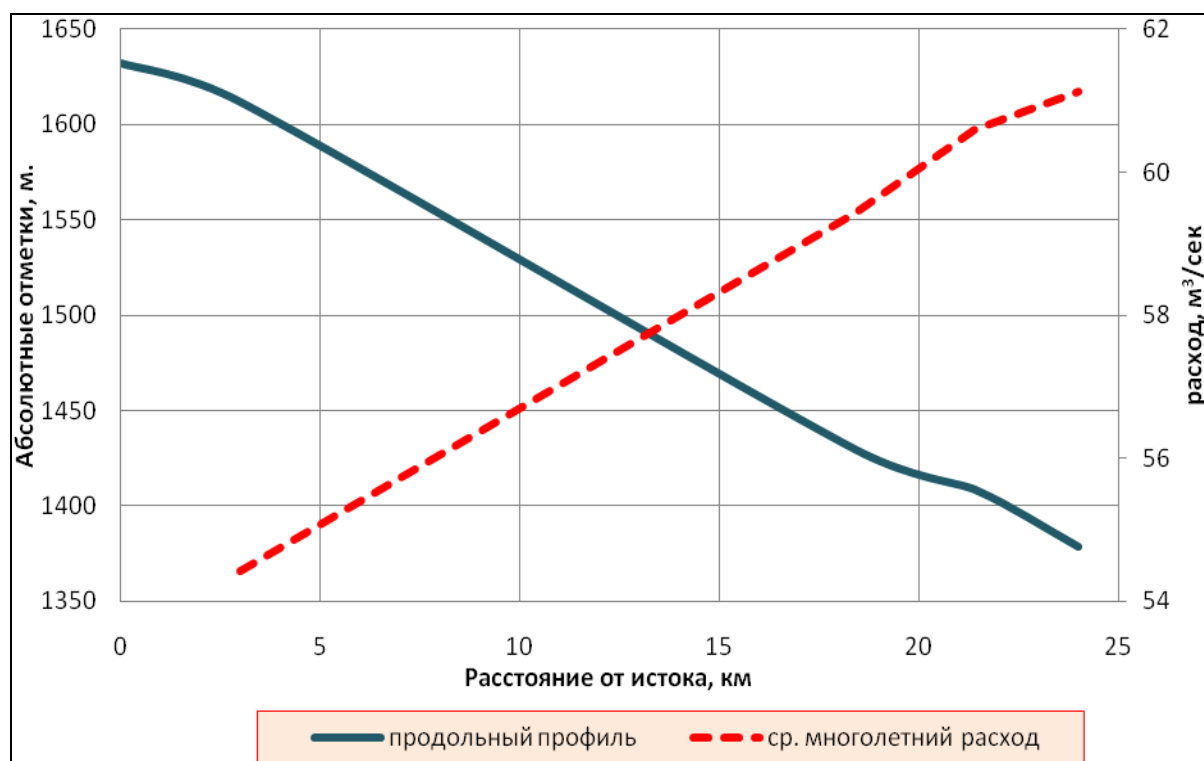


Рисунок 3.18. Схема энергетического использования реки Фан-Дарья

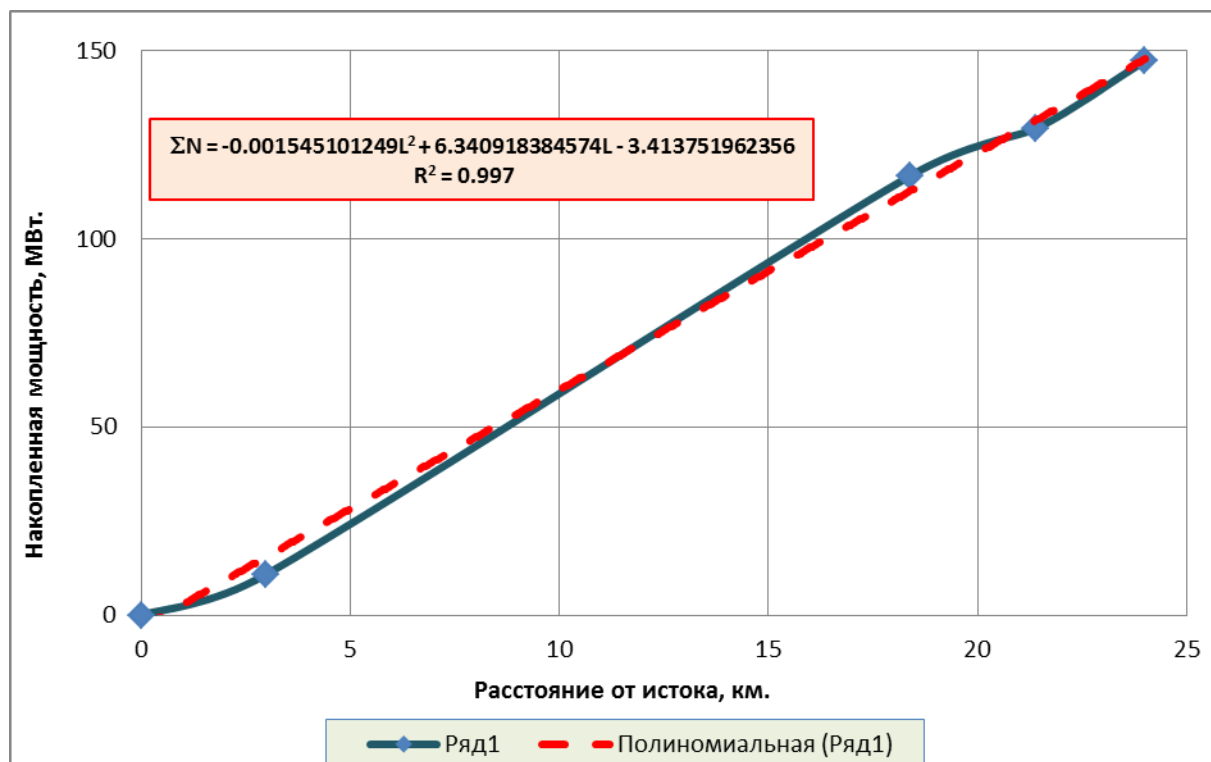


Рисунок 3.19. Энергетический потенциал реки Фан-Дарья.

Мощность, МВт

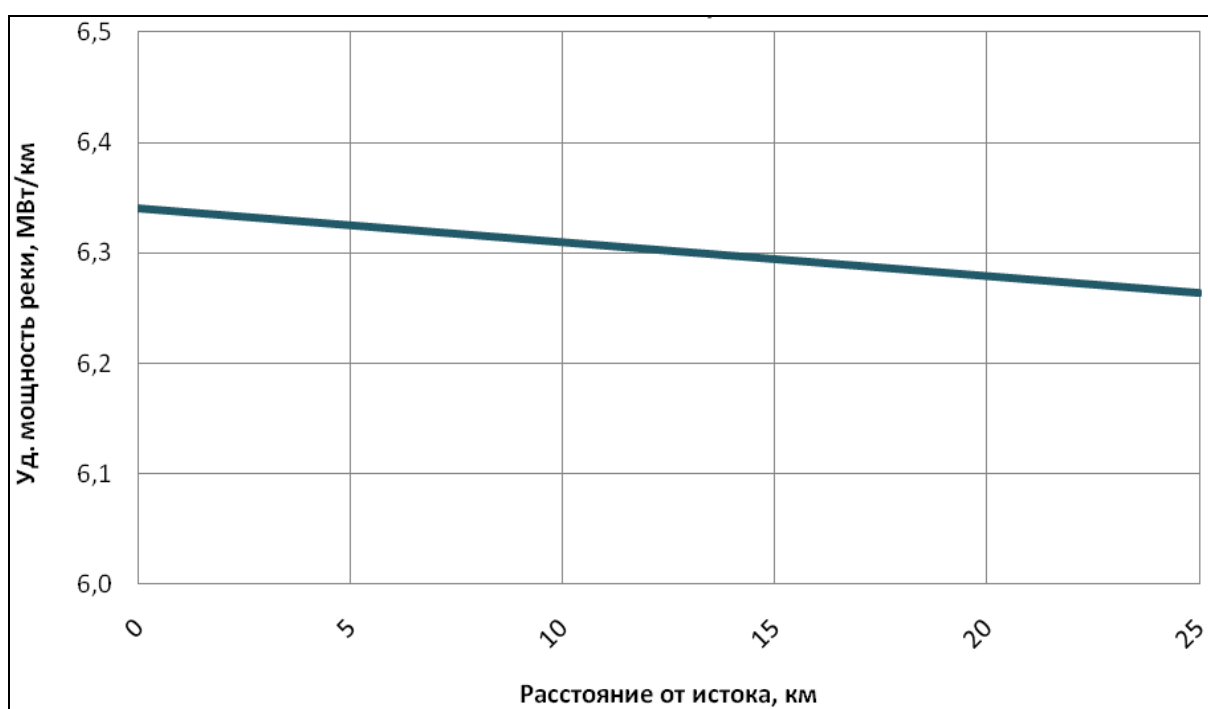


Рисунок 3.20. Удельный энергетический потенциал реки

Фан-Дарья: dN/dx .

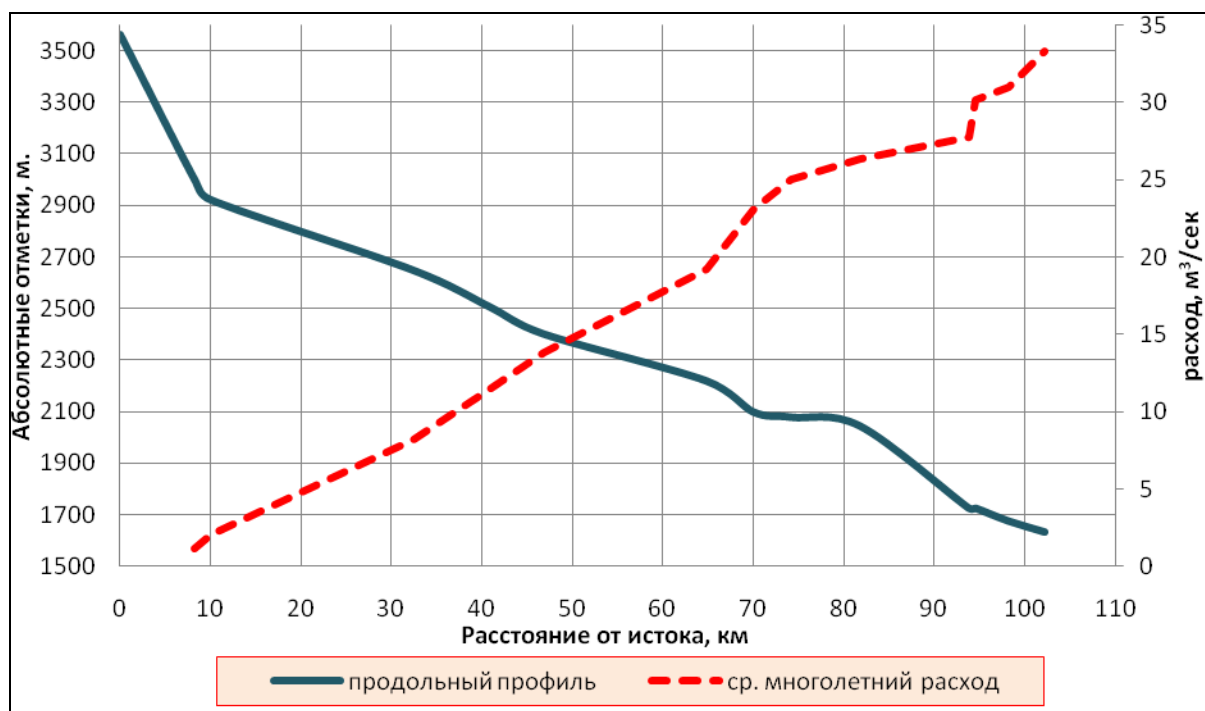


Рисунок 3.21. Схема энергетического использования реки Ягноб

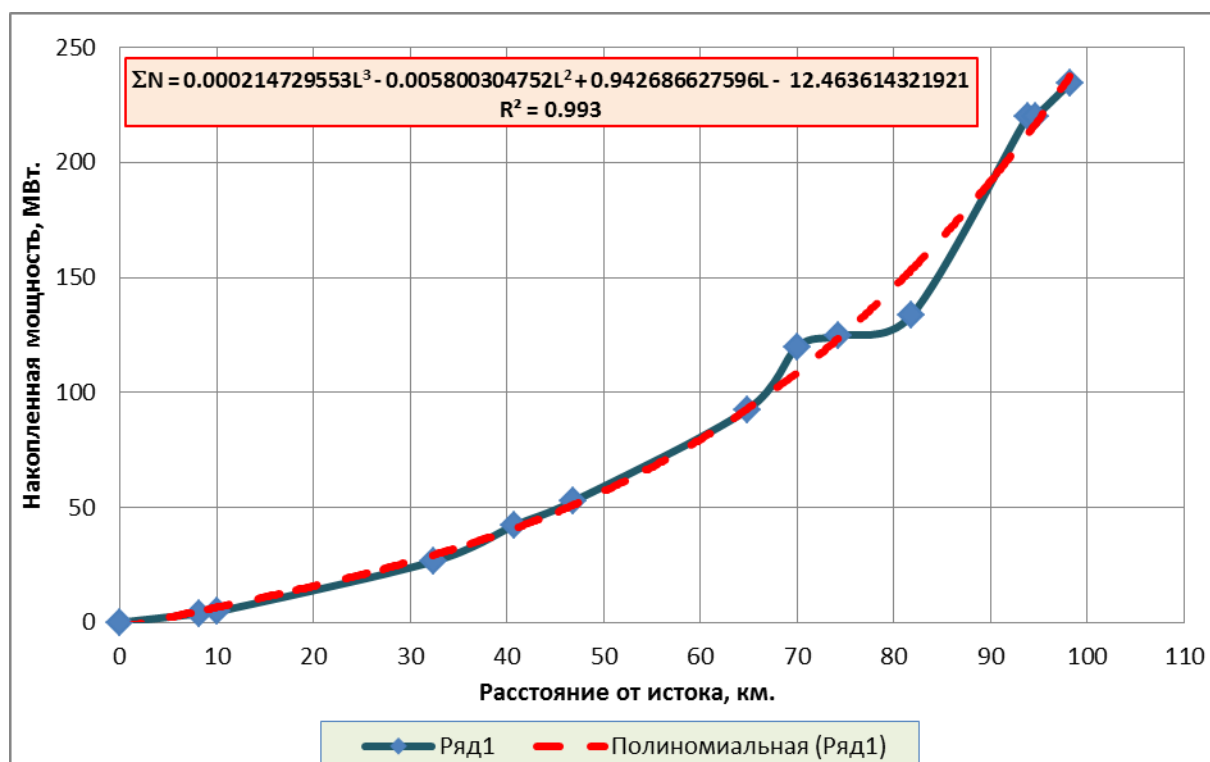


Рисунок 3.22. Энергетический потенциал реки Фан-Дарья.

Мощность, МВт

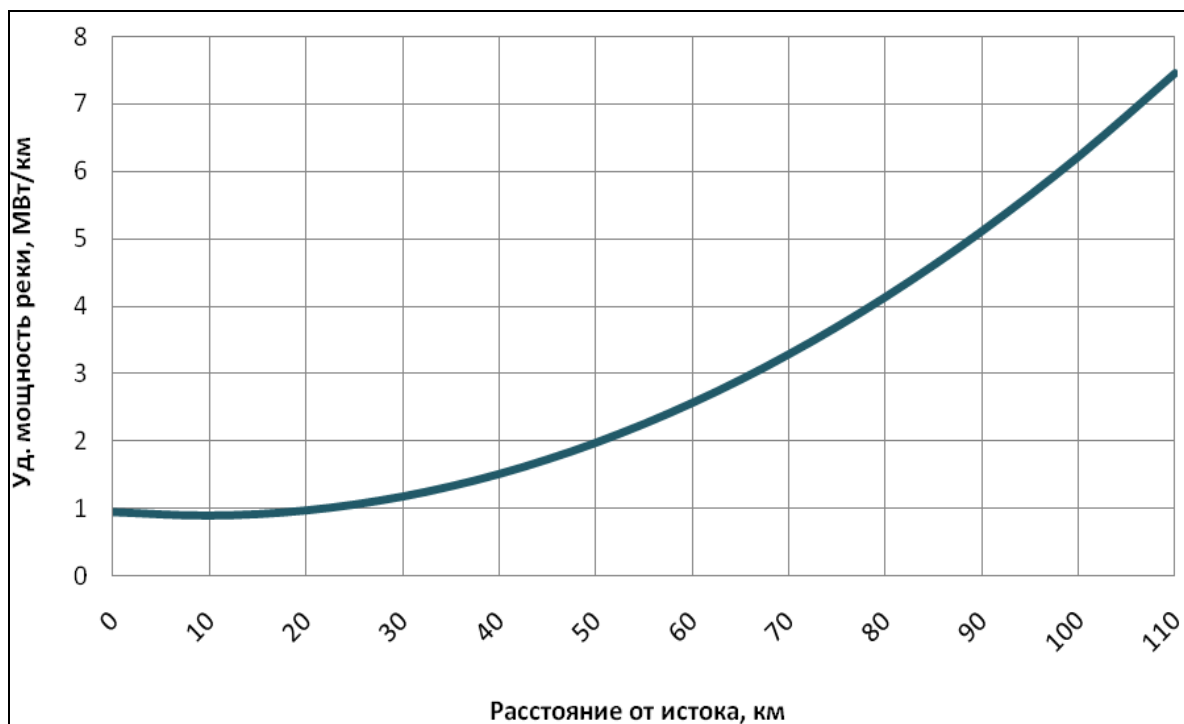


Рисунок 3.23. Удельный энергетический потенциал реки Ягноб: dN/dx

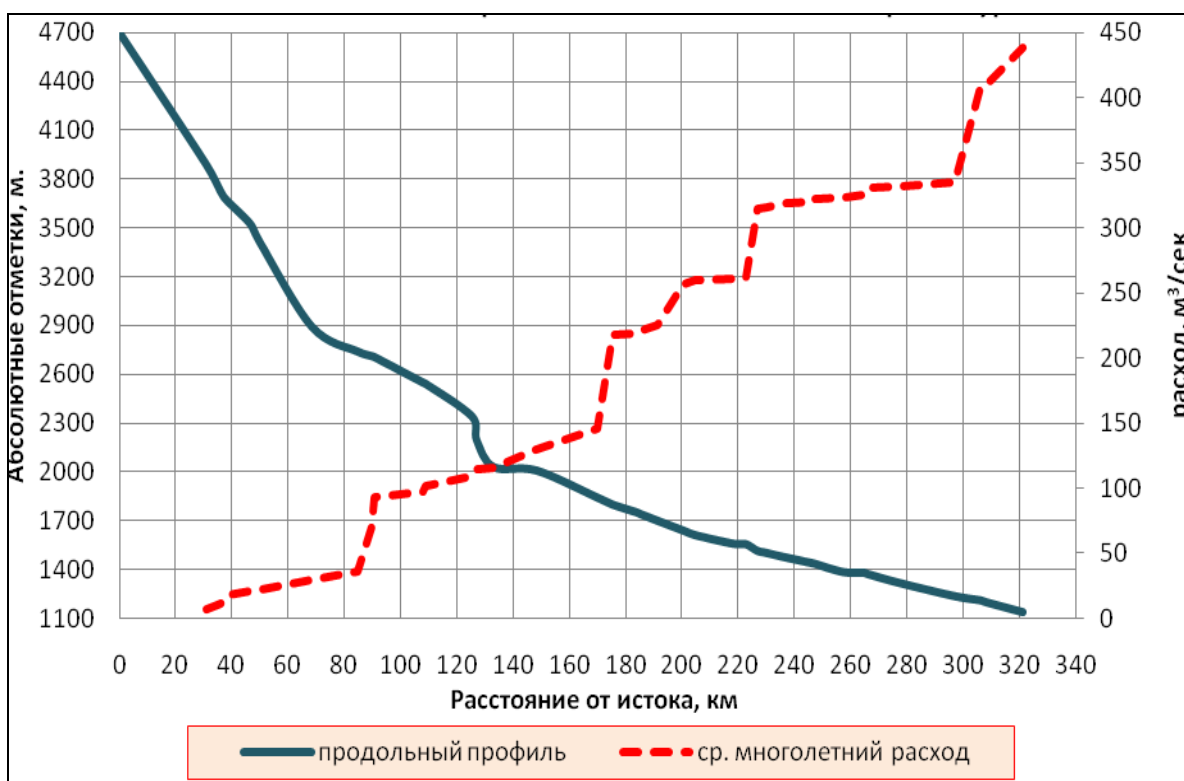


Рисунок 3.24. Схема энергетического использования реки Сурхоб

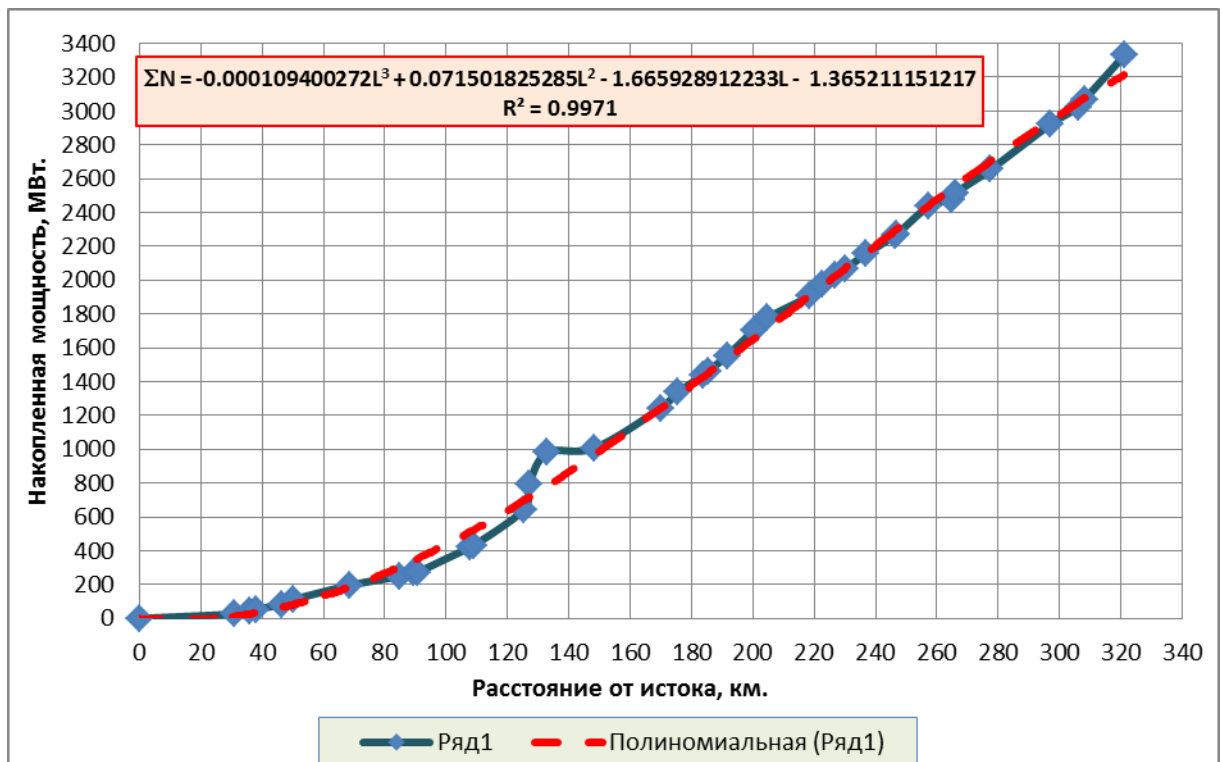


Рисунок 3.25. Энергетический потенциал реки Сурхоб.

Мощность, МВт

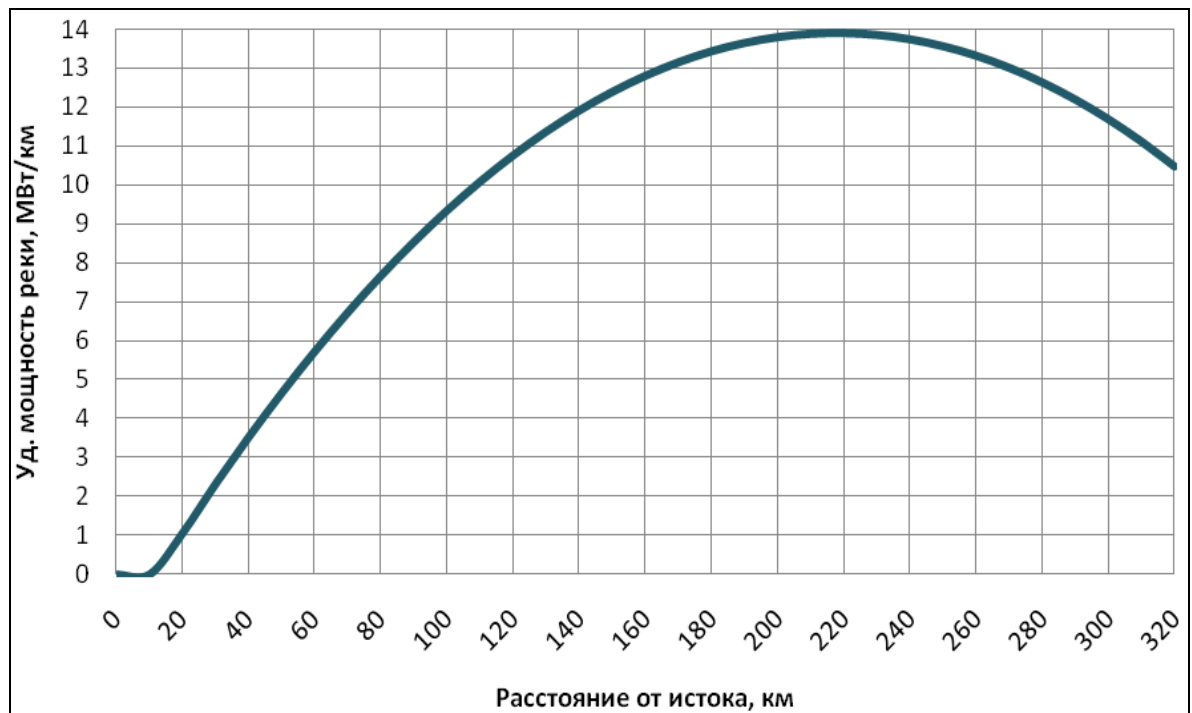


Рисунок 3.26. Удельный энергетический потенциал
реки Сурхоб: dN/dx

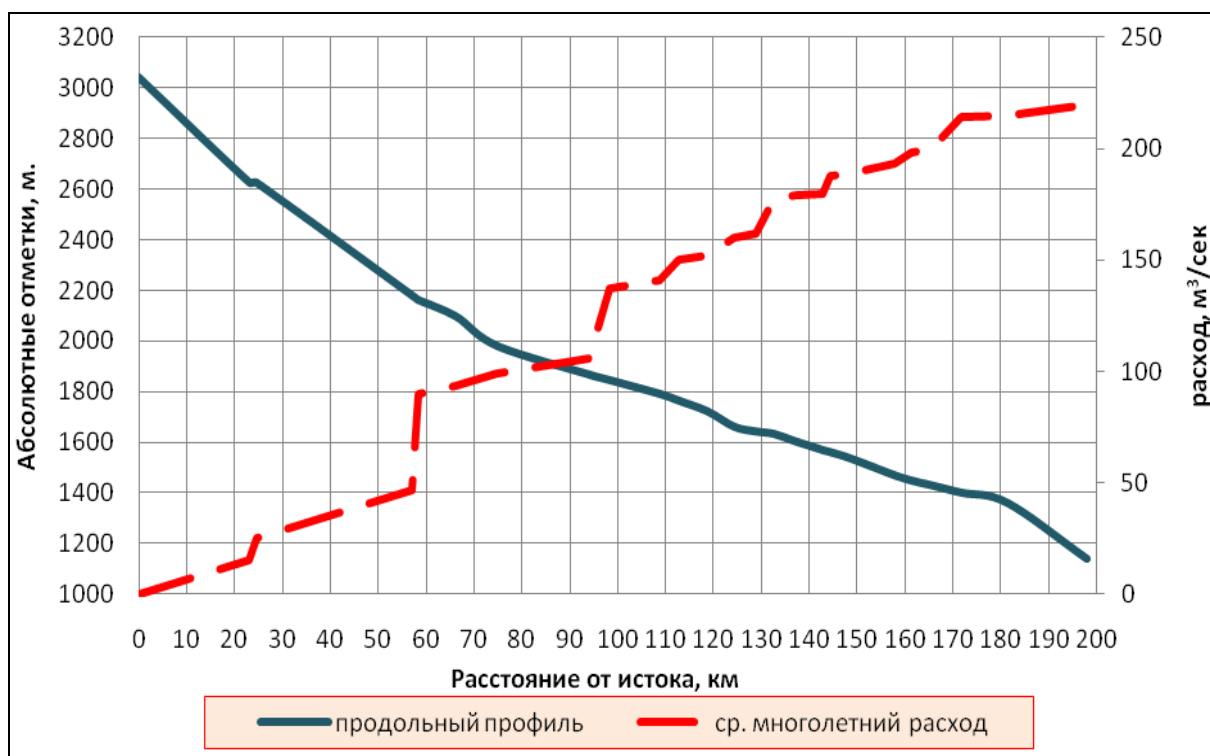


Рисунок 3.27. Схема энергетического использования
реки Оби-Хингоу

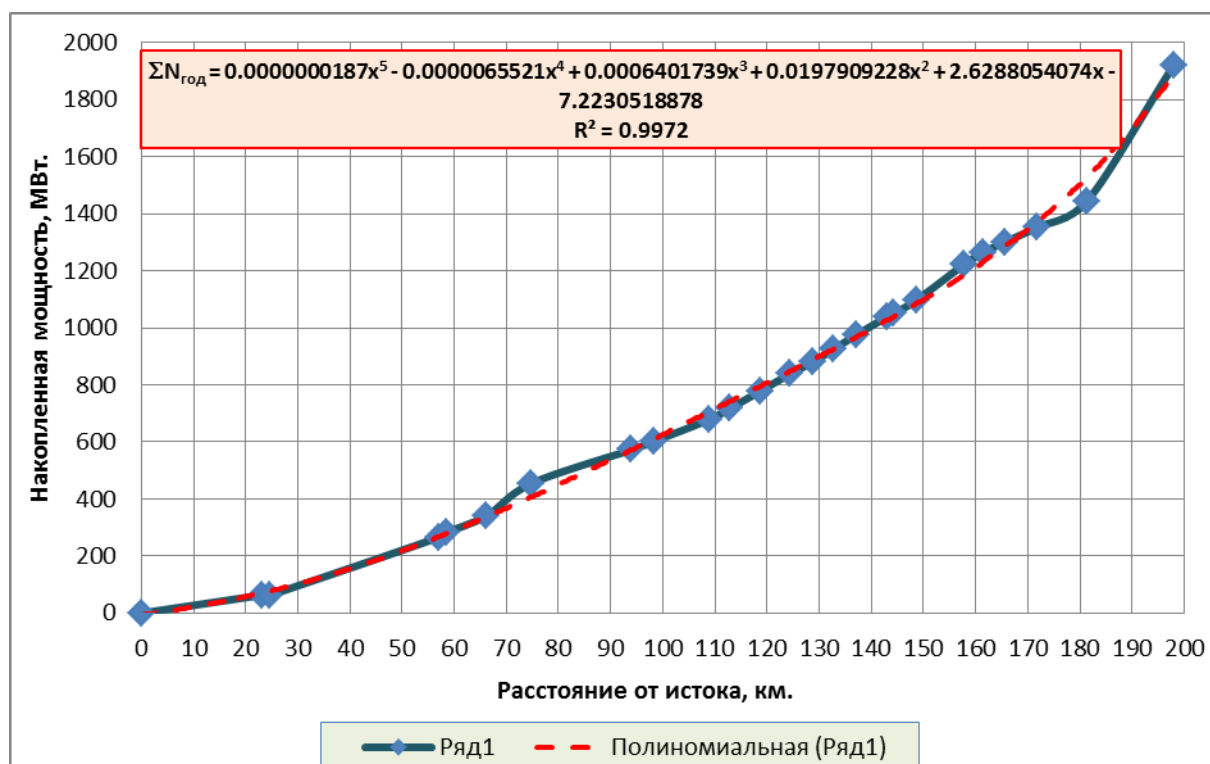


Рисунок 3.28. Энергетический потенциал реки Оби-Хингоу.
Мощность, МВт

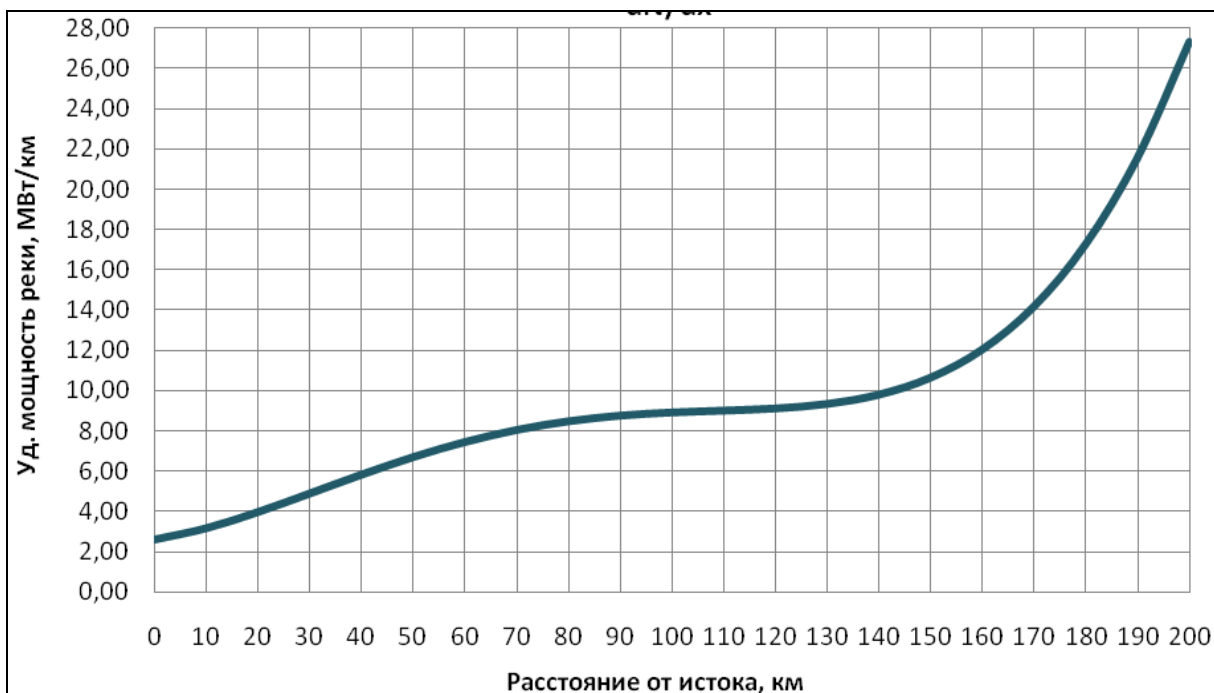


Рисунок 3.29. Удельный энергетический потенциал реки
Оби-Хингоу: dN/dx

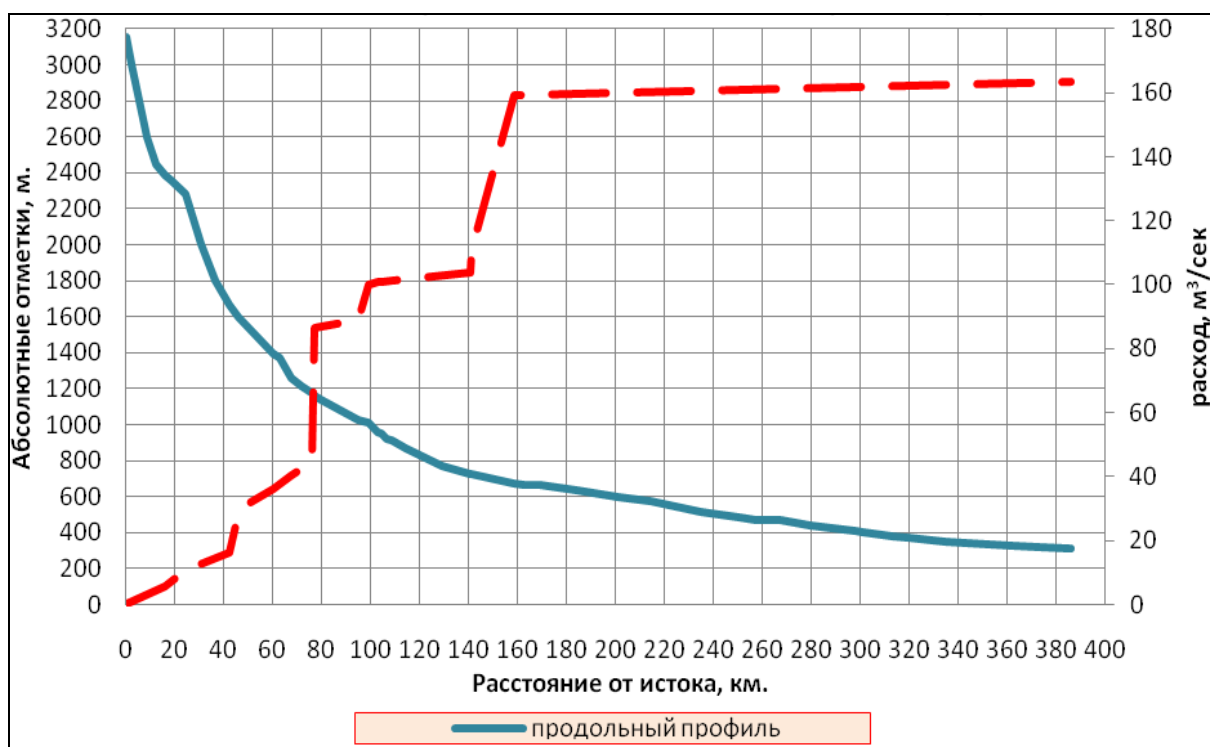


Рисунок 3.30. р. Кафирниган. Схема энергетического использования

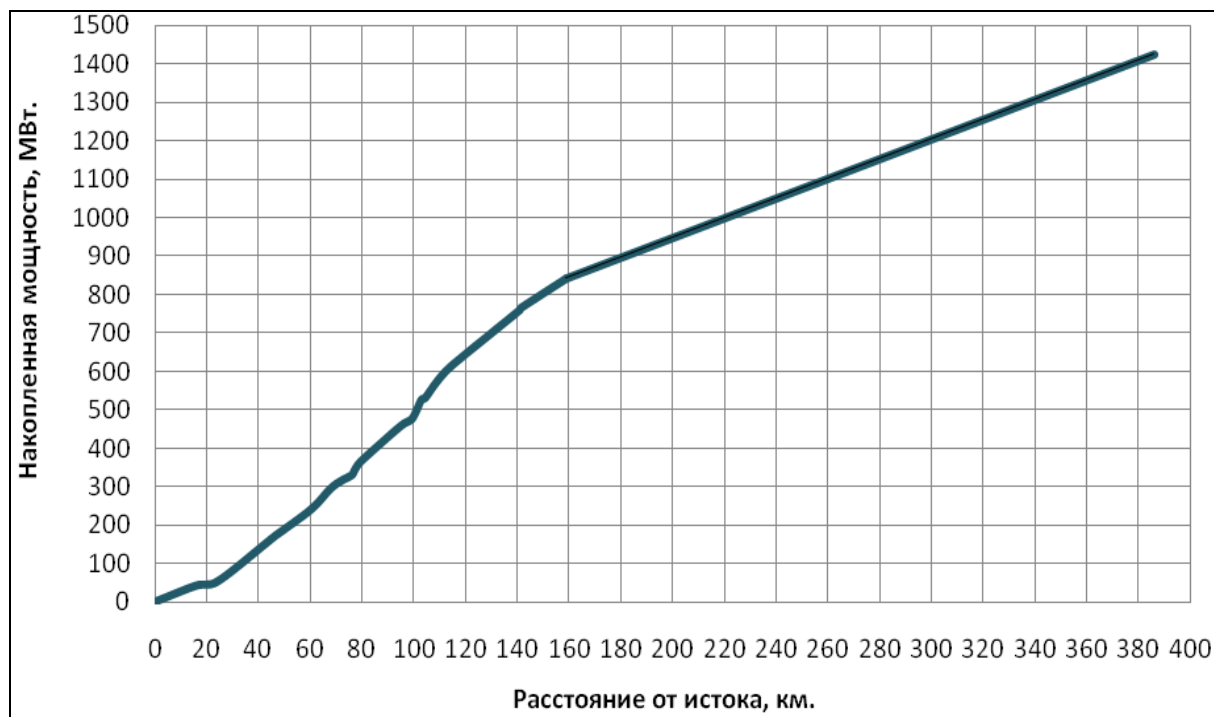


Рисунок 3.31. р. Кафирниган. Энергетический потенциал.

Мощность, МВт.

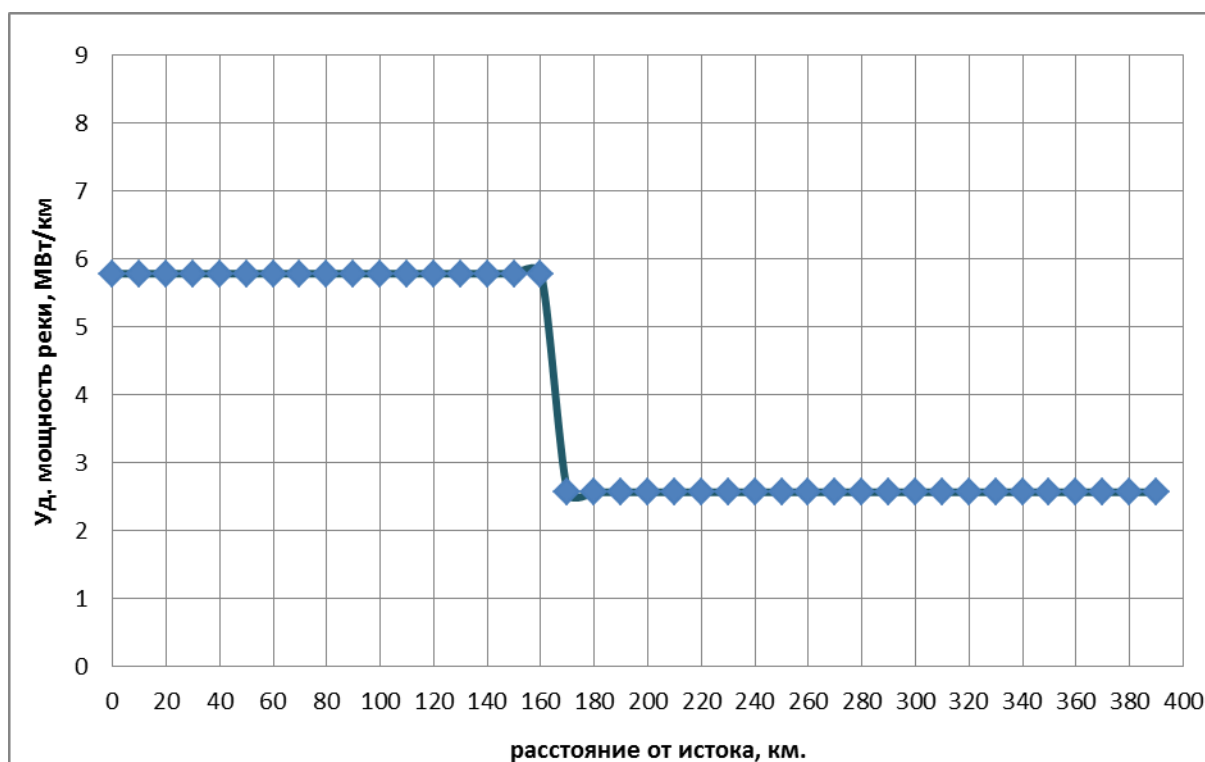


Рисунок 3.32. р. Кафирниган. Удельный энергетический потенциал: dN/dx .

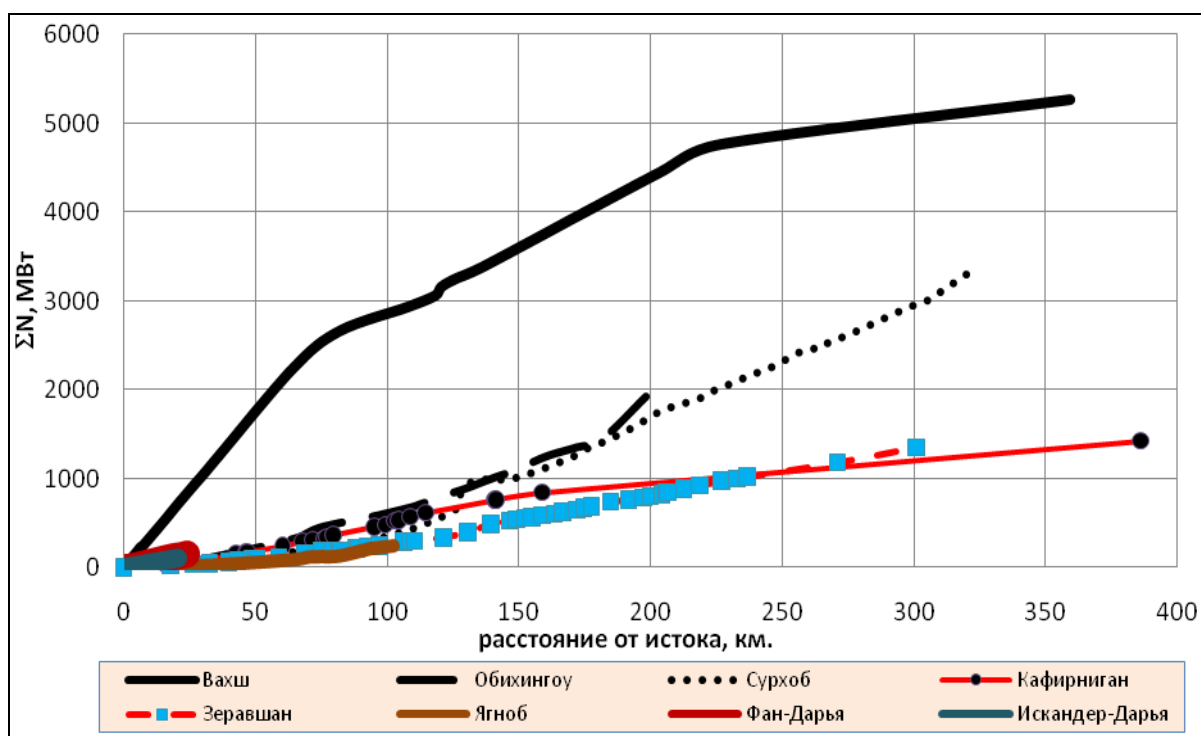


Рисунок 3.33. Таджикистан. Энергетический потенциал всех крупных рек

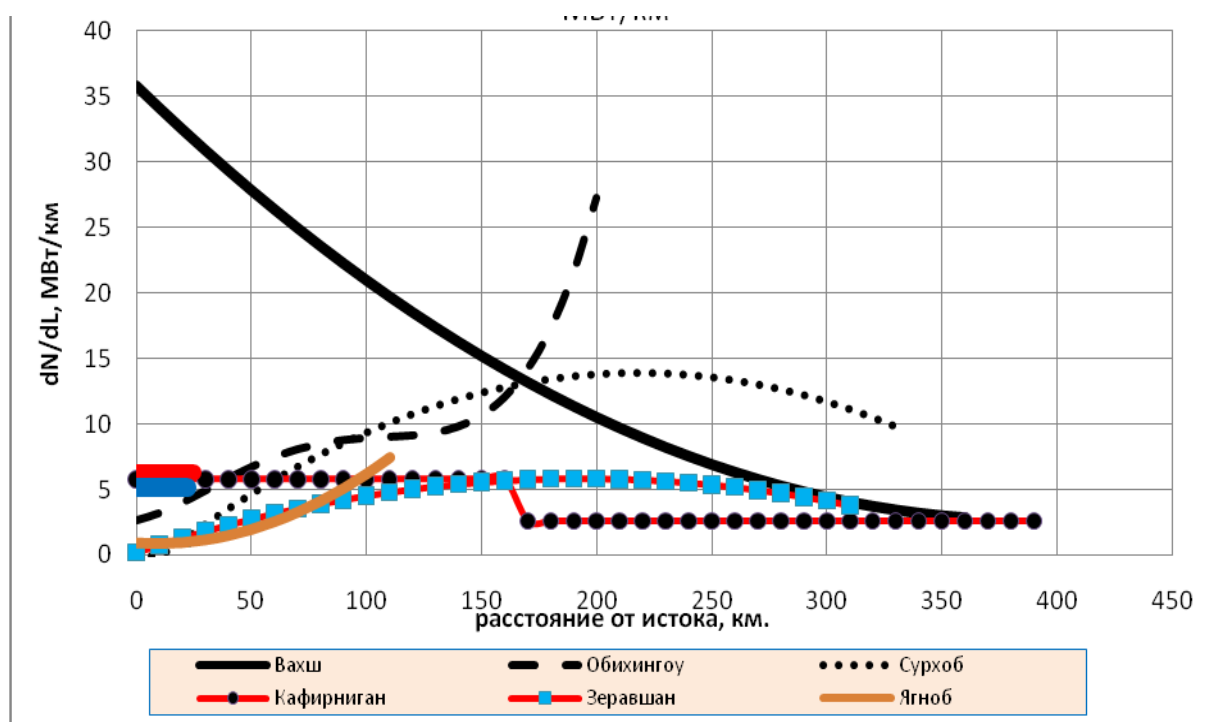


Рисунок 3.34. Энергоэффективность крупных рек Таджикистана,
 dN/dL , МВт/км.

По полученным выше данным, в таблице 3.36 приведены значения средней энергоэффективности всех рассмотренных выше рек Таджикистана.

Таблица 3.36

Средняя энергоэффективность крупных рек Таджикистана

река	Вахш	Обихингоу	Сурхоб	Фан-Дарья	Искандер-Дарья	Зеравшан	Кафирниган	Ягноб
dN/dL , МВт/км	14.71	9.97	9.89	6.30	5.19	4.33	3.93	3.02

Видно, что наиболее энергоэффективным является река Вахш, он по значению мощности на единицу длины реки почти в 2 раза превосходит все остальные реки. За ним следуют, практически одинаковые по энергоэффективности Обихингоу и Сурхоб. Остальные реки существенно им уступают.

Если же рассматривать не всю реку целиком, а наиболее выгодные для гидроэнергетики ее части, то после верхней половины Вахша, который уже освоен (Нурек) или осваивается (Рогун), на первом месте находится нижнее течение р. Обихингоу, затем нижняя часть р. Сурхоб, после них идут реки Фон-Дарья, Искандар-Дарья, верховье реки Кафирниган и низовья реки Зеравшан.

Ранжированный ряд всех исследованных рек показан в таблице 3.37.

Как уже отмечалось выше, энергоэффективность реки или ее участка, в конечном счете, заключается в возможности при одних и тех же технических решениях и типоразмерах ГЭС получить соответствующую мощность станции, то есть прямо определяет затраты на строительство и экономическую эффективность проектов ГЭС.

Таблица 3.37

Энергоэффективность рек по участкам. Ранжированный ряд

Расстояние от истока	Реки
0÷25 км	р. Вахш
	р. Фон-Дарья
	р. Кафирниган
	р. Искандер-Дарья
	р. Обихингоу
	р. Ягноб
	р. Зеравшан
	р. Сурхоб
50÷100 км	р. Вахш
	р. Обихингоу
	р. Сурхоб
	р. Кафирниган
	р. Зеравшан
	р. Ягноб
100÷150 км	р. Вахш
	р. Сурхоб
	р. Обихингоу
	р. Кафирниган
	р. Зеравшан
150÷300 км	р. Обихингоу
	р. Сурхоб
	р. Вахш
	р. Зеравшан
	р. Кафирниган

Полученные данные дают возможность выполнить сравнительный анализ стоимости ГЭС, как функции энергоэффективности реки.

Примем для 2-х ГЭС строящихся на двух участках рек с разной энергоэффективностью:

$$\Theta_1/\Theta_2 = k$$

Пусть при этом длины этих двух участков рек, энергопотенциал которых осваивается обеими ГЭС будут равны.

В таком случае затраты на строительные сооружения у них будут одни и те же, а мощности этих ГЭС и стоимость их оборудования будут прямо пропорциональны их энергоэффективности:

$$N_1/N_2 = k$$

$$P_1^{\text{оборуд}} / P_2^{\text{оборуд}} = k$$

Имеем:

$$P_1 = P_1^{\text{оборуд}} + P_1^{\text{СМР}}$$

где: P_1 ; $P_1^{\text{оборуд}}$; $P_1^{\text{СМР}}$ - общая стоимость, затраты, на оборудование и СМР для ГЭС №1.

Можно принять, что для любой ГЭС, так же как для уже построенных и строящихся ГЭС на р. Вахш затраты на оборудование составляют 30, а на СМР – 70 процентов от общей стоимости ГЭС, т.е:

$$P_1^{\text{оборуд}} = \frac{0.3}{0.7} P_1^{\text{СМР}} = 0.429 P_1^{\text{СМР}}$$

Для ГЭС №2 аналогично будем иметь:

$$P_2 = P_2^{\text{оборуд}} + P_2^{\text{СМР}} = P_1^{\text{оборуд}} / k + P_1^{\text{СМР}}$$

Подставляя в полученные формулы значения $P_1^{\text{оборуд}}$, получим:

$$P_1/P_2 = \frac{0.429 P_1^{\text{СМР}} + P_1^{\text{СМР}}}{0.429 P_1^{\text{СМР}} / k + P_1^{\text{СМР}}} = \frac{1.429}{1 + 0.429/k}$$

То есть как общая стоимость ГЭС № 1 будет в:

$$\frac{1.429}{1 + 0.429/k}$$

раз больше общей стоимость ГЭС № 2. Но:

$$P_i = p_i N_i$$

где:

p_i – удельная стоимость строительства ГЭС N i, окончательно будем иметь:

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{1.429}{k \left(1 + 0.429/k \right)} = \frac{1.429}{(k + 0.429)}$$

Используя эту последнюю зависимость, в таблице 3.38, с учетом результатов таблицы 3.24, приведены расчеты среднего для всей реки удорожания строительства однотипных ГЭС на разных реках по отношению с ГЭС на р. Вахш [29-А].

Таблица 3.38

Среднее удорожание строительства ГЭС на крупных реках
Таджикистана по сравнению с р. Вахш

водоток	Река Вахш	Река Обихингоу	Река Сурхоб	Река Фан-Дарья	Река Искандар-Дарья	Река Зеравшан	Река Кафирниган	Река Ягноб
к	1	0.680	0.670	0.430	0.350	0.290	0.270	0.210
$p_i/p_{\text{Вахш}}$	1	1.290	1.300	1.670	1.830	1.980	2.050	2.250

3.6. Расчет общего критерия эффективности энергосистемы в условиях ее развития

Развитие энергосистемы при сохранении ее в национальной собственности, неважно в какой форме - государственной, акционерной, частной - возможно только за счет собственной прибыли [8-А].

Использование для этого заемных средств - кредитов, ничего принципиально не меняет. В этом случае для достижения такого же энергетического эффекта, что и при использовании собственной прибыли, просто требуется больший объем затрат, с учетом возврата и обслуживания кредита. Учесть в расчетах это можно включением таких дополнительных затрат в себестоимость электроэнергии, поэтому и в этом случае все затраты, в конечном счете, осуществляются за счет собственной деятельности [196 - 200].

Рассмотрим, каким условиям должно удовлетворять развитие энергосистемы за счет собственной прибыли для того, чтобы это развитие было экономически эффективно [28-А].

Экономическая эффективность любого проекта достигается если прибыль, "П" больше или равна затратам на его реализацию, "З":

$$П - З \geq 0$$

В дальнейшем, для большей определенности будем рассматривать предельный случай равенства этого уравнения нулю.

Развитие энергосистемы, это строительство новых электростанций. Жизненный цикл таких проектов строительства электростанций 50 и более лет. Для приведения стоимостных показателей разных лет к сопоставимому виду, в этих случаях при оценке экономической эффективности используются не текущие, а приведенные стоимости, рассчитываемые путем дисконтирования по формуле:

$$\mathcal{Q}_s = \frac{P_t}{P_0} q,$$

где: P_t - приведенная стоимость будущих затрат для года t , P_0 – текущая стоимость затрат в году t , q - коэффициент дисконтирования ($q < 0$).

Принципиальная схема финансовых потоков проекта новой электростанции приведена в таблице 3.39.

Таблица 3.39.

Финансовые потоки проекта жизненного цикла ГЭС

Денежный поток	Время в годах								
	Период Строительства				Период Эксплуатации				
	1	2		t_2	t_2+1	t_2+2		t_1-1	t_1
Капитальные вложения	$P_{\text{год}}$	$P_{\text{год}}$	$P_{\text{год}}$	$P_{\text{год}}$	-	-	-	-	-
Доход от продажи электроэнергии	-	-	-	-	$\mathcal{E}_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}}$

В соответствии с таблицей 3.39, общее критериальное уравнение будет иметь вид:

$$P_{\text{год}} \times \frac{1-q^{t_2}}{1-q} = \mathcal{E}_{\text{год}} \times \frac{q^{t_2}-q^{t_1}}{1-q}$$

или после сокращения:

$$P_{\text{год}} \times (1 - q^{t_2}) = \mathcal{E}_{\text{год}} \times (q^{t_2} - q^{t_1})$$

где: $P_{\text{год}}$ - ежегодные затраты на строительство электростанций:

$$P_{\text{год}} = \frac{P_{\text{общ}}}{t_2} = \frac{p_{\text{уд}} \times N_{\text{э.с.}}}{t_2}$$

где, $P_{\text{общ}}$ - общая сметная стоимость строительства электростанций, $p_{\text{уд}}$ - удельная стоимость строительства электростанций (стоимость одного киловатта вновь вводимой мощности), $N_{\text{э.с.}}$ - мощность строящихся электростанций, t_2 - общий срок строительства электростанций, t_1 - общий срок службы строительства и эксплуатации электростанций (жизненный цикл проекта), $\mathcal{E}_{\text{год}}$ - ежегодная прибыль:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = W_{\text{э.с.}} * (\text{ц} - \text{с}) = N_{\text{э.с.}} * \text{Ч} * (\text{ц} - \text{с})$$

$W_{э.с}$ – производство электроэнергии, кВтч/год, Π – тариф на электроэнергию, c – себестоимость электроэнергии, Ч – число часов использования установленной мощности электростанций в год,

Подставив полученные выше значения $P_{\text{год}}$ и $\mathcal{E}_{\text{год}}$ после некоторых преобразований, будем иметь:

$$\frac{(\Pi - c)}{p_{\text{уд}}} = \frac{(1 - q^{t_2})}{\text{Ч} t_2 (q^{t_2} - q^{t_1})}$$

Откуда, умножая обе части последнего уравнения на общую годовую выработку всей энергосистемы, $W_{\text{сист}}$, за счет прибыли которой осуществляется строительство новых электростанций, и учитывая, что:

$$\frac{W_{\text{сист}} \times (\Pi - c)}{p_{\text{уд}}} = N_{\text{э.с.}}^{\text{год}}$$

$$\frac{W_{\text{сист}}}{\text{Ч}} = N_{\text{сист}}$$

где: $N_{\text{э.с.}}^{\text{год}}$ - максимальная мощность электростанций, которую можно строить ежегодно за счет собственной прибыли энергосистемы,

$N_{\text{сист}}$ - общая мощность всей существующей энергосистемы, окончательно получим [4-А; 16-А]:

$$\frac{N_{\text{э.с.}}^{\text{год}}}{N_{\text{сист}}} = \frac{(1 - q^{t_2})}{t_2 (q^{t_2} - q^{t_1})}$$

Из последнего уравнения видно, что максимальная годовая мощность вновь вводимых электростанций (в долях от мощности самой существующей энергосистемы), сооружаемых за счет собственной прибыли общей энергосистемы, зависит всего от трех параметров - срока строительства, жизненного цикла электростанций и коэффициента дисконтирования.

Результаты расчетов относительных значений (по отношению к общей мощности всей энергосистемы) годовых мощностей вновь вводимых электростанций для двух значений их полного жизненного цикла - 50 и 100 лет, приведены в таблицах 3.40 и 3.41.

Таблица 3.40

Максимальная мощность (в год) вновь вводимых электростанций (в долях от мощности самой существующей энергосистемы), при жизненном цикле электростанций, $t_1 = 50$ лет

$\begin{matrix} t_2 \\ q \end{matrix}$	1год	2года	3года	4года	5лет	6 лет	7 лет	10 лет	15 лет
0.950	0.0440	0.0400	0.0370	0.0340	0.0310	0.0290	0.0270	0.0210	0.0140
0.9000	0.0890	0.0760	0.0650	0.0560	0.0480	0.0410	0.0350	0.0220	0.0110
0.850	0.1270	0.1000	0.0790	0.0620	0.0490	0.0390	0.0310	0.0160	0.0050

Таблица 3.41.

Максимальная годовая мощность вновь вводимых электростанций (в долях от мощности самой существующей энергосистемы), при жизненном цикле электростанций, $t_1 = 100$ лет

$\begin{matrix} t_2 \\ q \end{matrix}$	1год	2года	3года	4года	5лет	6 лет	7 лет	10 лет	15 лет
0.950	0.0470	0.0440	0.0400	0.0370	0.0350	0.0320	0.0300	0.0240	0.0160
0.900	0.0900	0.0770	0.0660	0.0560	0.0480	0.0410	0.0360	0.0230	0.0110
0.850	0.1270	0.1000	0.0790	0.0620	0.0490	0.0390	0.0310	0.0160	0.0050

Как показывает сравнительная оценка этих двух вариантов (табл. 3.42), они отличаются друг от друга очень незначительно: для значений коэффициента дисконтирования « q » = 0.85÷0.90 и сроков строительства электростанций « t_2 » до 10 лет всего на 1%, и только при больших значениях этих показателей - на 10÷15%. Так как сегодня для Таджикистана и других развивающихся стран, реальный коэффициент дисконтирования равен и меньше 0.90, то можно принять, что в этих условиях предельная годовая мощность нового строительства электростанций не зависит от их реального жизненного цикла.

Таблица 3.42.

Отношение расчетов максимальной годовой мощности вновь вводимых электростанций для $t_1 = 100$ лет, по отношению к $t_1 = 50$ лет

$\begin{matrix} t_2 \\ q \end{matrix}$	1год	2года	3года	4года	5лет	6 лет	7 лет	10 лет	15 лет
0.950	1.0810	1.0860	1.0910	1.0960	1.1020	1.1080	1.1140	1.1360	1.1840

0.900	1.0060	1.0060	1.0070	1.0080	1.0090	1.0100	1.0110	1.0150	1.0260
0.850	1.0000	1.0000	1.0000	1.0010	1.0010	1.0010	1.0010	1.0020	1.0030

Поэтому на рисунке 3.35 показаны соответствующие графики предельного годового ввода новых мощностей электростанций только для жизненного цикла 50 лет.

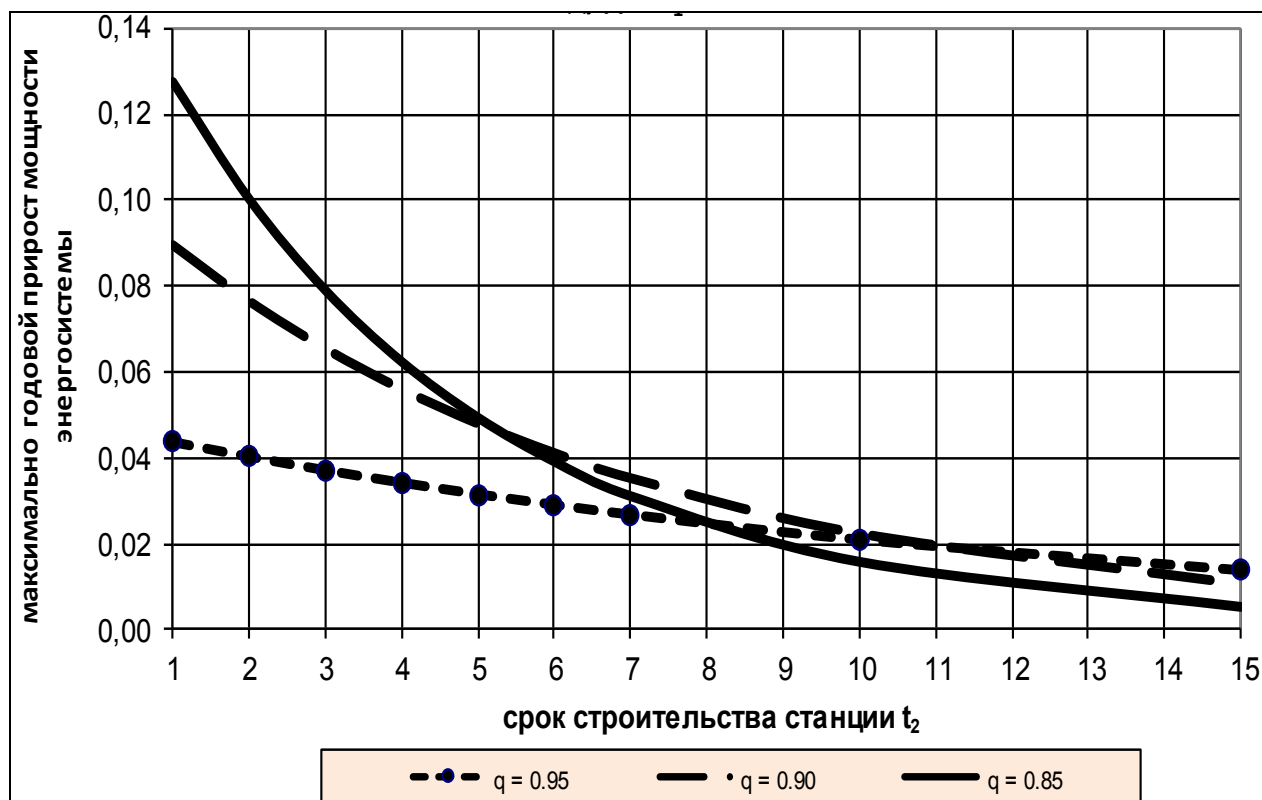


Рисунок 3.35. Максимально возможный рост общей мощности (в год), обеспечивающий экономическую эффективность развития энергосистемы. ($N_{\text{нов}}/N_{\text{сист}}$ в год).

Хотя рассчитанные значения $N_{\text{э.с}}^{\text{год}}$ несколько условны, так как строящиеся электростанции вводятся в строй целиком, а не частями, рисунок 3.21 показывает, что максимальные годовые вводы новых мощностей возможны только при небольших сроках строительства.

Например, для Таджикистана, где общая мощность всех ГЭС сегодня ≈ 4331 МВт, максимальный ввод новых мощностей в год возможен только при общем сроке строительства станций 1÷2 года и составляет при действующем сегодня коэффициенте дисконтирования 8÷9%, то есть 300÷400 МВт в год. Учитывая, что в

настоящих условиях в республике за такой короткий период невозможно построить одну станцию такой мощности, это показывает, что максимальное развитие энергосистемы Таджикистана сегодня можно осуществить только строительством нескольких электростанций средней и малой мощности, порядка 50÷100 МВт.

Что касается предельно допустимой мощности одной крупной электростанции, то она может быть рассчитана следующим образом. Учитывая, что:

$$N_{\text{э.с.}}^{\text{год}} \times t_2 = N_{\text{э.с.}}^{\text{общ}}$$

где: $N_{\text{э.с.}}^{\text{общ}}$ - общая мощность электростанций, которую можно строить за счет собственной прибыли всей энергосистемы, можно получить безразмерный критерий, определяющий максимальную общую мощность электростанций, которые могут быть построены за счет собственной прибыли энергосистемы и которые будут при этом экономически эффективны:

$$\frac{N_{\text{э.с.}}^{\text{общ}}}{N_{\text{сист}}} = \frac{(1 - q^{t_2})}{(q^{t_2} - q^{t_1})}$$

Расчеты максимальной мощности электростанций по этой формуле приведены в таблице 3.43 и показаны на рисунке 3.36. Как и ранее, они выполнены для значения жизненного цикла электростанций « t_1 » = 50 лет. Эти данные показывают, что максимальные мощности новых электростанций, которые можно построить за счет собственных прибылей существующей энергосистемы и которые будут экономически эффективны, для всех значений коэффициентов дисконтирования довольно близки и находятся в диапазоне 0.21÷0.25 от мощности самой существующей энергосистемы. Например, для Таджикистана общая мощность всей энергосистемы которой, как уже отмечалось выше, равна 4331 МВт, максимальная мощность новых электростанций будет составлять 800÷1000 МВт. Это мощность одной Шуробской ГЭС на реке Вахш или мощность нескольких гидроэлектростанций на реке Зеравшан.

При этом нужно отметить, что все кривые на рисунке 2.36 имеют максимумы, поэтому экономическая эффективность таких новых крупных электростанций

будет обеспечиваться только при соответствующих сроках их строительства. Например, при коэффициенте дисконтирования $q = 0.85$, такой оптимальный срок строительства равен 4 года, при $q = 0.90$ - 6÷7 лет и при $q = 0.95$ - 11÷13 лет.

Таблица 3.43

Общая мощность вновь вводимых электростанций
(в долях от мощности самой существующей энергосистемы),
при жизненном цикле электростанций, $t_1 = 50$ лет

$q \backslash t_2$	1год	2года	3года	4года	5лет	6 лет	7 лет	10 лет	15 лет
0.950	0.0440	0.0800	0.1110	0.1370	0.1580	0.1740	0.1870	0.2090	0.2070
0.900	0.0890	0.1530	0.1960	0.2240	0.2400	0.2470	0.2470	0.2240	0.1590
0.850	0.1270	0.2000	0.2370	0.2490	0.2470	0.2350	0.2180	0.1580	0.0790

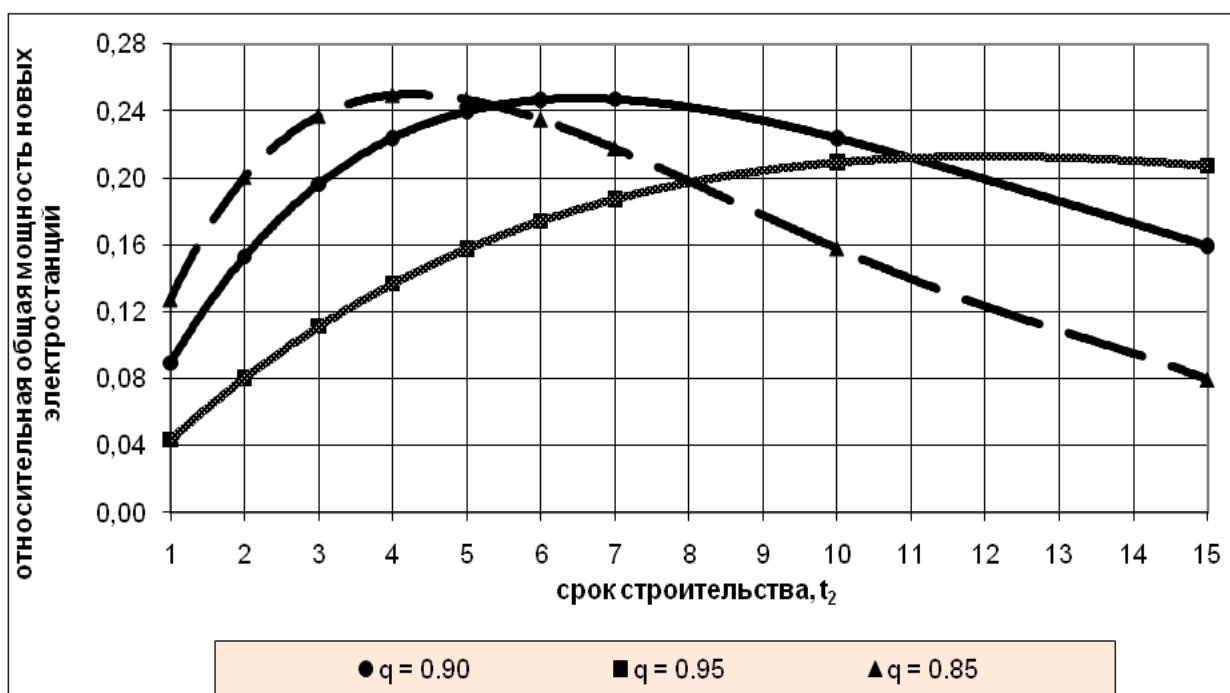


Рисунок 3.36. Максимально возможная мощность строящихся ГЭС, обеспечивающая экономическую эффективность развития системы

..... **Стоимость строительства ГЭС и тарифная политика.** Без конкретных проектных проработок, калькуляции затрат и составление СФР, сделать оценку стоимости строительства ГЭС можно только по имеющимся аналогам.

К сожалению, последний анализ стоимостных показателей ГЭС Центральной Азии был сделан только в 1984 г. Его итоговые результаты приве-

дены в таблице 3.44 и показаны на Рисунок 3.37. Средняя стоимость ГЭС согласно этим данным составляет в ценах 1984 г. 352.7 руб/кВт, при средне-квадратическом отклонении 92.1 руб/кВт.

Таблица 3.44

Удельная стоимость ГЭС в ценах 1984 г.

ГЭС	река	уд. капвложения на 1 кВт, руб	ГЭС	река	уд. капвложения на 1 кВт, руб
Газалкентская	Чирчик	331	Рогунская	Вахш	279
Пскемская	Пскем	422	Шуробская	Вахш	286
Муллалакская	Пскем	519	Байпозинская	Вахш	274
Туполангская	С-дарья	250	Сангтудинская-1	Вахш	340
Курпсайская	Нарын	226	Сангтудинская-2	Вахш	317
Ташкумырская	Нарын	388	Сангворская	Обихингоу	300
Шамалдысайская	Нарын	420	Кафтаргузарская	Обихингоу	295
Камбаратинская-1	Нарын	340	Н.Кафирниганская	Кафирниган	240
Камбаратинская-2	Нарын	372	Даштиджумская	Пяндж	275
Камбаратинская-3	Нарын	402	Тургеньаксуйская-1	Тургень	425
Карабулакская	Нарын	517	Тургеньаксуйская-2	Тургень	541

После этого, оценка стоимости ГЭС в горных районах Таджикистана сделана только в 2006 г. Китайской корпорацией SINOHYDRO LYD для Яванской ГЭС р. Зеравшан, мощностью 150 МВт. Она составляет 1725 долл/кВт.

Более точную оценку стоимости строительства на сегодняшний день можно получить на основании СНиП 5.01.06-86 – норм расхода материалов,

изделий и труб на один миллион рублей сметной стоимости строительно-монтажных работ по объектам гидроэнергетики и СНиП IV-4-82, части I и II сборника средних районных сметных цен на материалы, изделия и конструкции. С их помощью определялась общая потребность в материальных ресурсах и их общая стоимость в ценах 1984 г., то есть на тот период, для которого имеются оценки стоимости строительства ГЭС Центральной Азии, приведенные в таблице 3.32 и на Рисунок 3.37.

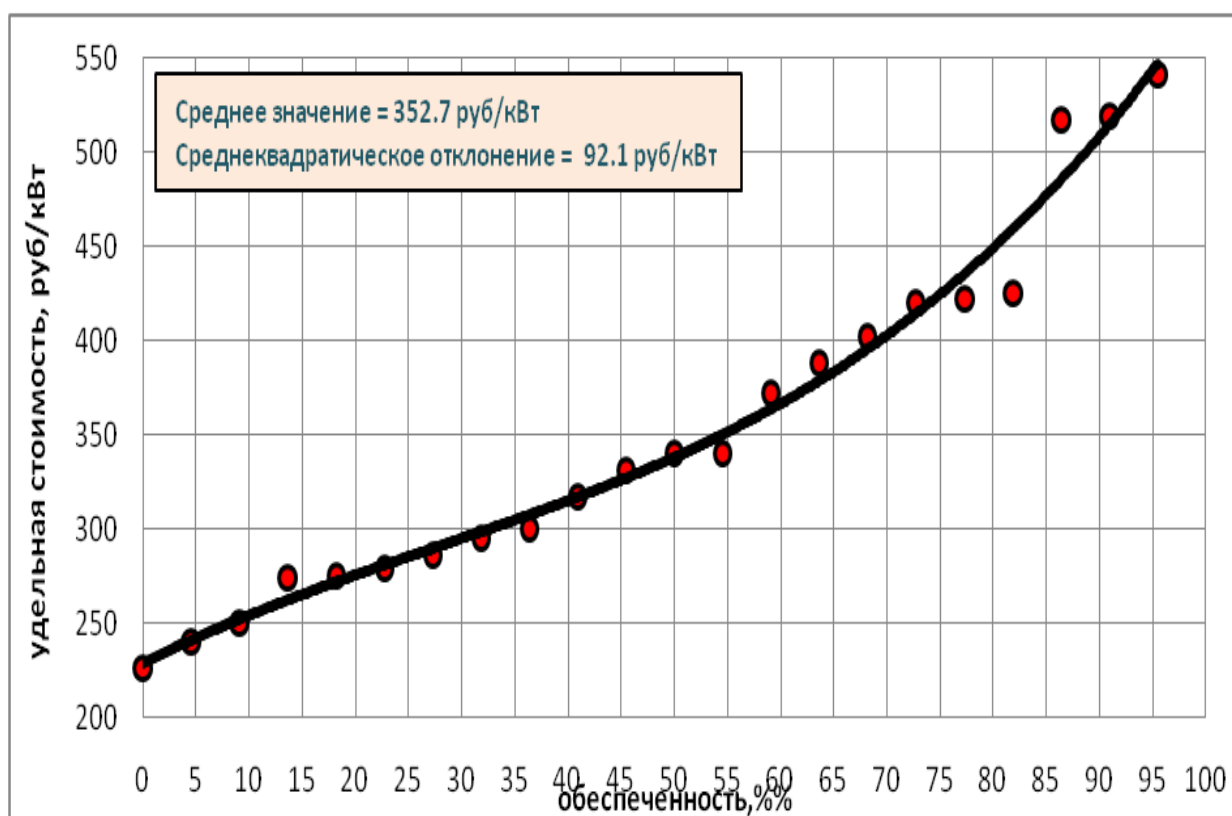


Рисунок 3.37. Обеспеченность стоимости ГЭС Центральной Азии, в ценах 1984 г.

Для этих же объемов материальных ресурсов определялись их цены и общая стоимость 1999 г. (в ценах 1996) и 2008 годов – в долларах США.

В результате были рассчитаны коэффициенты удорожания, связанные с материально-техническими ресурсами (таблица 3.45).

Таблица 3.45

Расчет удорожания строительства ГЭС на р. Обихингоу

Наименование материалов	ед. изм.	объем	стоимость						удорожание	
			1984 г. руб.		1999 г. долл.		2008 г. долл.		1999 г. к 1984 г.	2008 г. к 1984 г.
			ед.	всего	ед.	всего	ед.	всего		
Сталь класса А-I и марки Ст3	тонн	266	211.0	56126	636.0	169176	850.0	226100		
Цемент, М-400	тонн	985	36.8	36248	73.0	71905	197.5	194538		
Лесоматериалы круглые	м ³	820	104.0	85280	180.0	147600	310.0	254200		
Стекло оконное	м ²	239	1.3	304	17.5	4183	6.5	1554		
Линолеум (рулоны и плитки)	м ²	15	2.5	37	15.0	225	8.0	120		
Плитки керамические	м ²	178	5.7	1015	6.0	1068	9.8	1736		
Нефтебитум	тонн	48	531.0	25488	436.0	20928	1052.5	50520		
Олифа	кг	392	1.8	706	6.5	2548	1.5	588		
Белила густотертые	кг	286	0.7	209	7.0	2002	2.2	615		
Листы асбестоцементные	тыс. плит	6100	0.6	3538	4.0	24400	10.1	61610		
Материалы рулонные кровельные	тыс. м ²	5300	0.3	1696	3.0	15900	8.2	43460		
Минеральная вата	м ³	9	16.0	144	84.0	756	160.0	1440		
Кирпич строительный	тыс. шт.	135	41.8	5643	89.0	12015	158.0	21330		
Камень бутовый	м ³	7378	9.1	66918	4.4	32463	10.7	78576		
Щебень и гравий	м ³	10843	6.8	73299	4.4	47709	158.0	1713194		
Песок строительный природный	м ³	4523	7.9	35641	4.4	19901	171.5	775695		
Известь	тонн	34	35.9	1221	41.5	1411	158.0	5372		
Трубы стальные,	тонн	1065	210.0	223650	802.0	854130	8.5	9053		
Трубы и муфты асбестоцементные	м. труб	81	3.8	308	2.5	203	32.9	2665		
ИТОГО				617470		1428523		3442363	2.31	5.57

Учитывая, что стоимость основных материалов и изделий составляет более 60% от общей стоимости СМР, а остальные элементы затрат: оборудование, эксплуатация машин и механизмов, электрическая энергия, также напрямую связаны с материальными затратами, эти коэффициенты могут быть отнесены также к удорожанию всей стоимости ГЭС.

С учетом того, что известен также индекс удорожания строительства ГЭС 1991 года по отношению к 1984, в таблице 3.46 и на Рисунок 3.38 показана общая динамика удорожания строительства ГЭС в Центральной Азии с 1984 года по настоящее время.

Таблица 3.46

Повышение цен на строительство ГЭС во времени

Год	1984	1991	1999	2008
Коэффициент удорожания строительства ГЭС	1.0	1.48	2.31	5.57

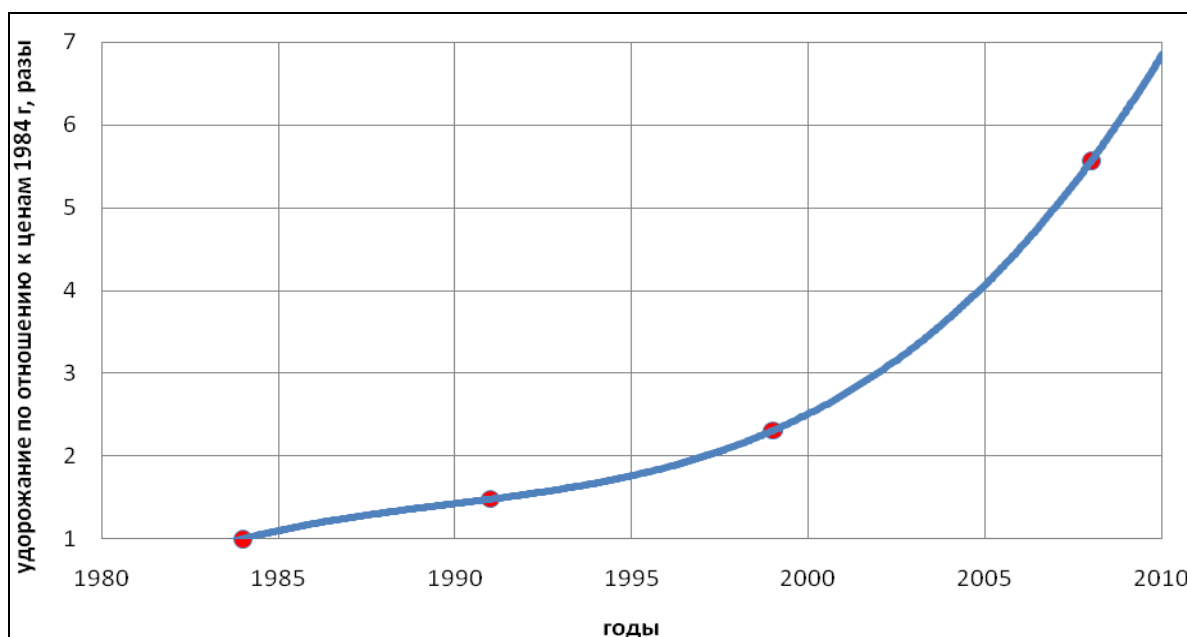


Рисунок 3.38. Динамика изменения удельных цен на строительство ГЭС

Исходя из того, что эффективность проектов ГЭС рассчитывается, как отношение затрат к прибыли, определим, какими должны быть тарифа, для того

чтобы проекты ГЭС, являющиеся базой энергетики Таджикистана, были прибыльны в современных экономических условиях.

Общему уравнению, определяющему условия экономической эффективности, после некоторых преобразований можно придать вид:

$$\frac{p_{\text{уд}}}{(\text{ц} - \text{с})} = \frac{\text{Ч} t_2 (q^{t_2} - q^{t_1})}{(1 - q^{t_2})}$$

где, $p_{\text{уд}}$ - затраты на строительство ГЭС (на единицу мощности), долл/кВт; t_2 - общий срок строительства электростанций; t_1 - общий срок проекта (жизненный цикл); ц - тариф на электроэнергию; с - себестоимость электроэнергии; Ч - число часов использования установленной мощности ГЭС в год

Рассмотрим два варианта проектов ГЭС. В первом варианте примем:

$$t_2 = 5 \text{ лет}$$

$$t_1 = 15 \text{ лет (срок окупаемости ГЭС – 10 лет после ввода ее в действие)}$$

$$\text{с} = 0.005 \text{ долл/кВт.ч.}$$

$$\text{Ч} = 4000 \text{ часов/год.}$$

Этот расчет выполнен для средних и крупных ГЭС.

Во втором варианте примем:

$$t_2 = 1 \text{ год}$$

$$t_1 = 15 \text{ лет (срок окупаемости ГЭС – 10 лет после ввода ее в действие)}$$

$$\text{с} = 0.005 \text{ долл/кВт.ч.}$$

$$\text{Ч} = 8000 \text{ часов/год.}$$

Этот расчет выполнен ГЭС.

Сравнительный анализ, кроме всего прочего, позволит выявить те резервы эффективности, которые сегодня существуют в гидроэнергетике республики.

С учетом того, что в каждом из рассмотренных двух вариантов значения « t_1 », « t_2 », « Ч », принимаются постоянными, правая часть предыдущего уравнения становится функцией только одного параметра « q ». Обоз-

начив ее $f(q)$, получим явную функцию для расчета тарифов на электроэнергию для рассматриваемых случаев:

$$\pi = c + \frac{P_{уд}}{f(q)}$$

Соответствующие расчеты приведены в таблицах 3.47 и 3.48 с учетом данных этих таблиц на Рисунок 3.41 и 3.42 приведены зависимости тарифов от удельной стоимости строительства ГЭС для трех наиболее реальных сегодня значений коэффициентов дисконтирования «q».

Таблица 3.47

Тариф на электроэнергию для разных q и $f(q)$. 1-й вариант

Q	0.99	0.96	0.92	0.88	0.8
$P_{уд}$	800	1200	1600	2000	2800
$f(q)$	37107.44	29604.11	21869.4	16124.66	8701.084
q=0.96					
ц, цент/кВт.ч	3.2023	4.5535	5.9047	7.2558	9.9581
q=0.92					
ц, цент/кВт.ч	4.1581	5.9871	7.8162	9.6452	13.3033
q=0.88					
ц, цент/кВт.ч	5.4613	7.942	10.4227	12.9034	17.8647

Таблица 3.48

Тариф на электроэнергию для разных q и $f(q)$. 2-й вариант

Q	0.99	0.96	0.92	0.88	0.8
$P_{уд}$	800	1200	1600	2000	2800
$f(q)$	103953.3	83582.72	63370.26	48868.41	30592.63
q=0.96					
ц, цент/кВт.ч	1.4571	1.9357	2.4143	2.8928	3.850
q=0.92					
ц, цент/кВт.ч	1.7624	2.3936	3.0248	3.6561	4.9185
q=0.88					
ц, цент/кВт.ч	2.137	2.9556	3.7741	4.5926	6.2297

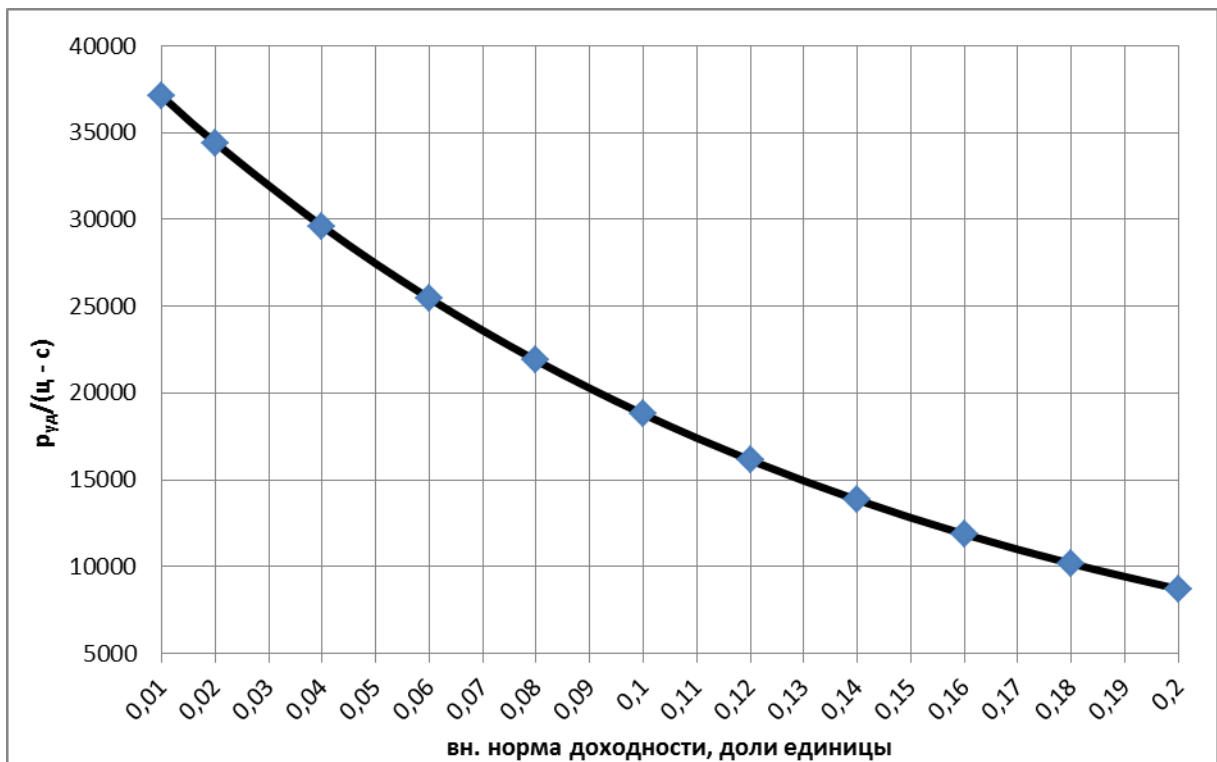


Рисунок 3.39. Зависимость: $P_{уд}/(ц-с)=f(q)$. 1-й вариант

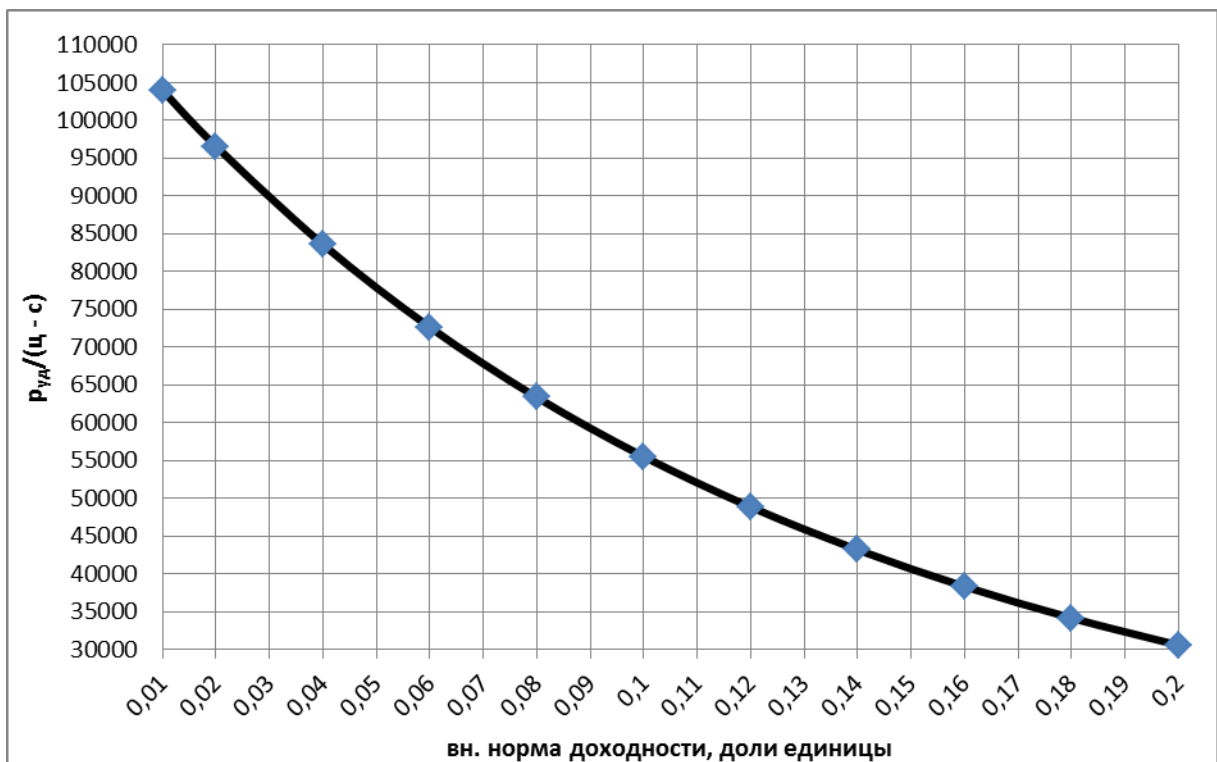


Рисунок 3.40. Зависимость: $P_{уд}/(ц-с)=f(q)$. 2-й вариант.

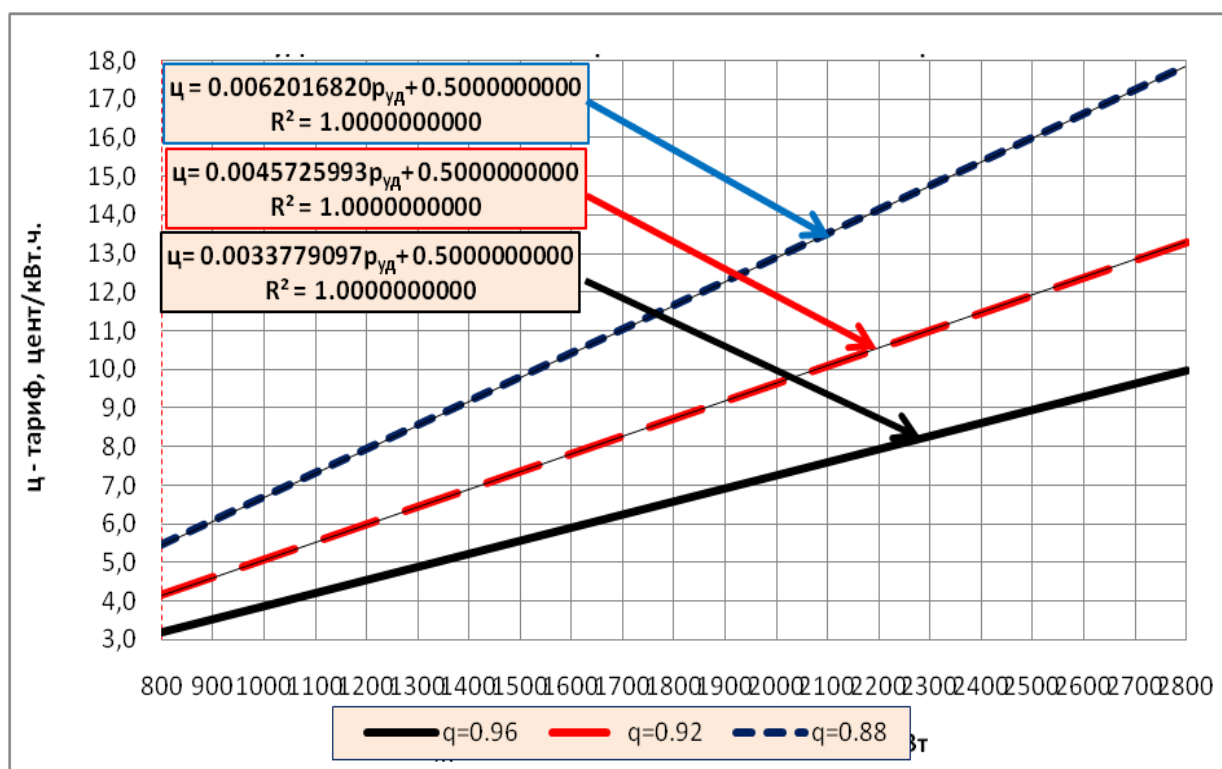


Рисунок 3.41. Зависимость минимального тарифа на эл. Энергию от удельной стоимости строительства ГЭС. 1-й вариант.

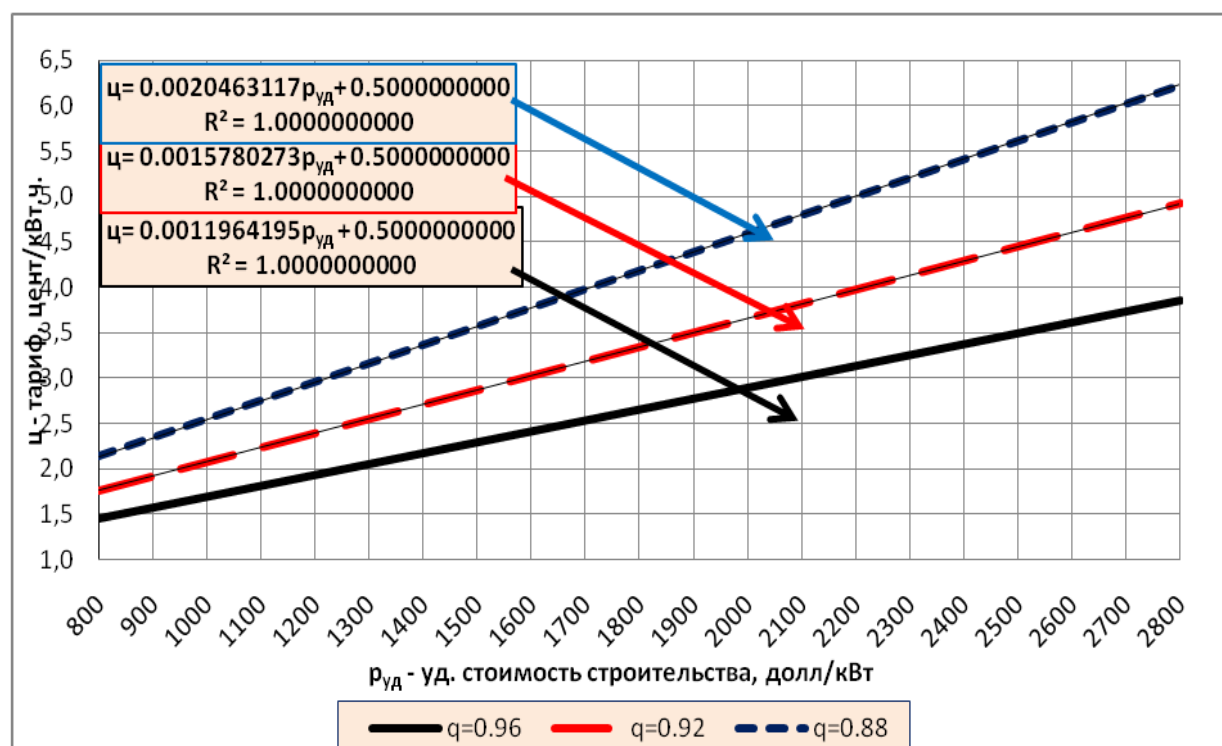


Рисунок 3.42. Зависимость минимального тарифа на эл. Энергию от удельной стоимости строительства ГЭС. 2-й вариант

С учетом этих данных на Рисунок 3.43 и 3.44 показаны графики зависимости коэффициентов наклона кривых, показанных на двух предыдущих рисунках: $a = f(q)$ и приведены для 2-х рассматриваемых вариантов расчеты, в результате которых получены функциональные зависимости тарифов на электроэнергию, обеспечивающих экономическую эффективность проектов ГЭС и окупаемость их в течении 10 лет после пуска станций.

1-й вариант ($Ч = 4000$ час/год, $t_2 = 5$ лет):

$$ц = (0.1357478437q^2 - 0.28507318622q + 0.15194295577)p_{уд} + 0.5$$

2-й вариант ($Ч = 8000$ час/год, $t_2 = 1$ год):

$$ц = (0.0270864375 - 0.0604626975q + 0.0342777483)S + 0.5$$

С использованием этих формул на Рисунок 3.46 и 3.47 показаны графики зависимости тарифов на электроэнергию в зависимости от коэффициентов дисконтирования и удельной стоимости строительства для двух рассматриваемых вариантов.

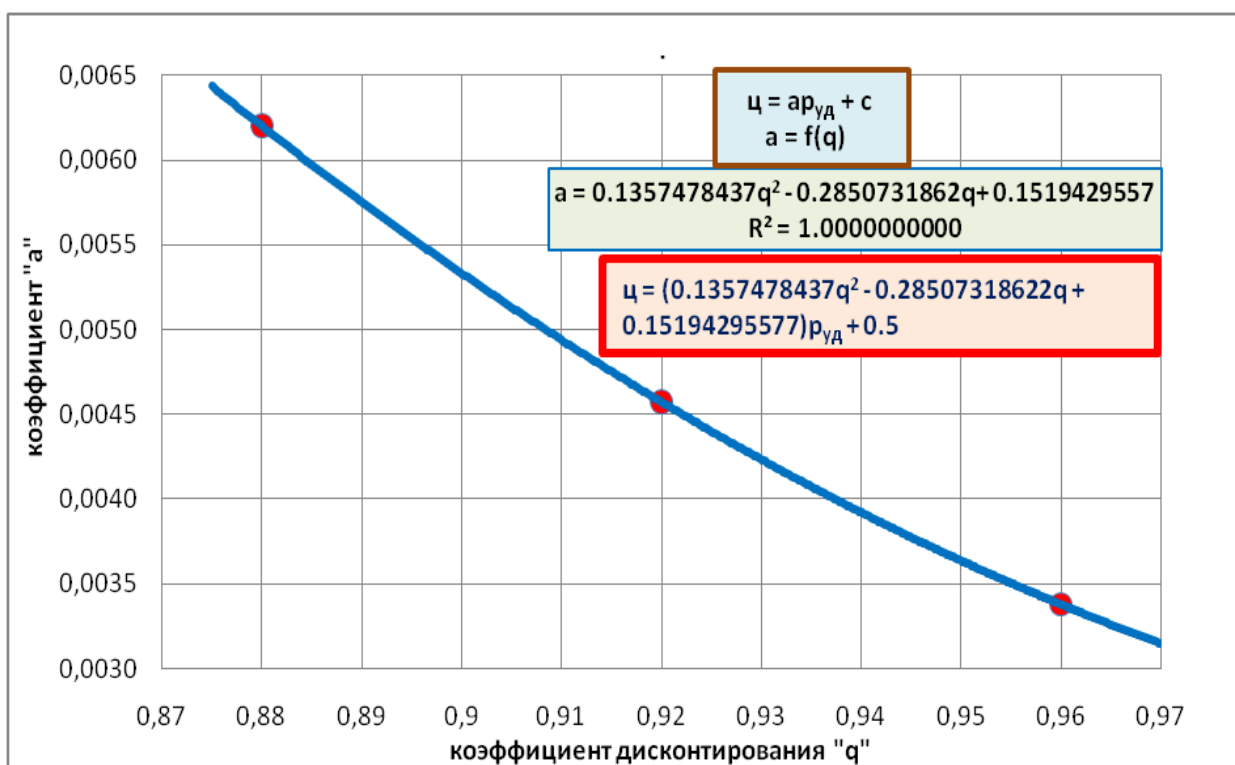


Рисунок 3.43. Зависимость окупаемого тарифа от коэффициента дисконтирования и удельной стоимости ГЭС: $ц = (q, P_{уд})$. 1-й вариант

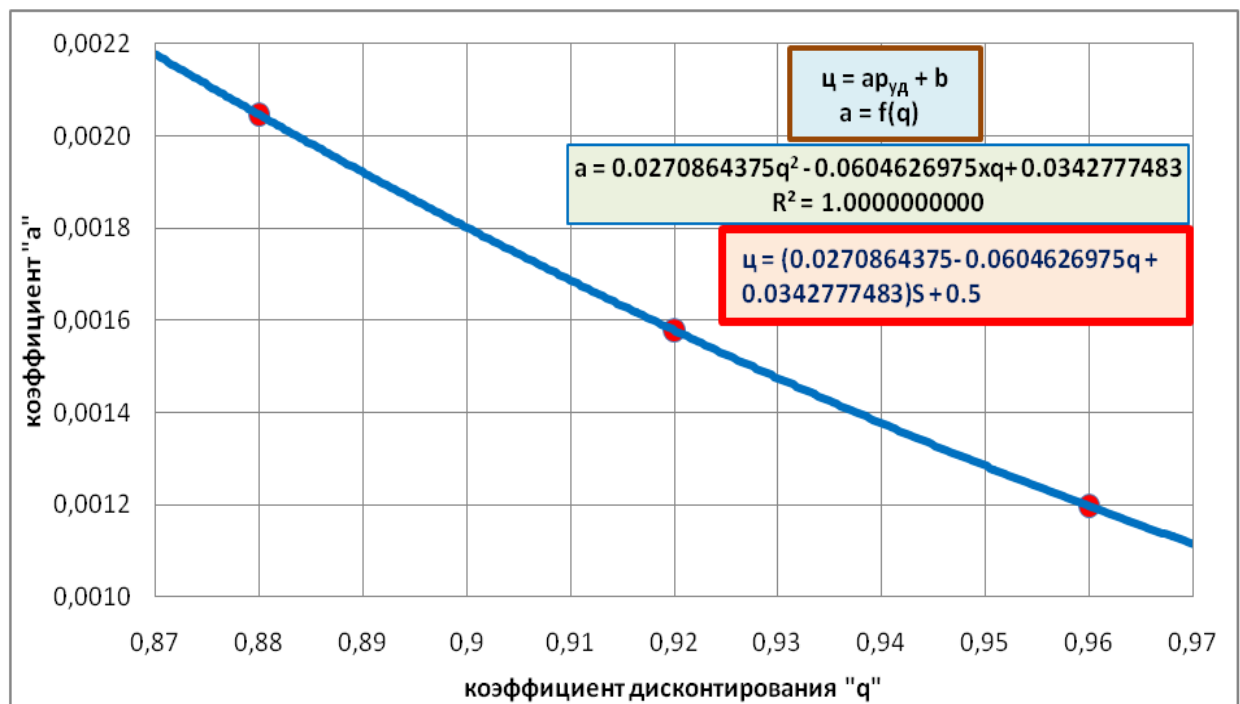


Рисунок 3.44. Зависимость окупаемого тарифа от коэффициента дисконтирования и удельной стоимости ГЭС: $\psi = (q, P_{уд})$. 2-й вариант

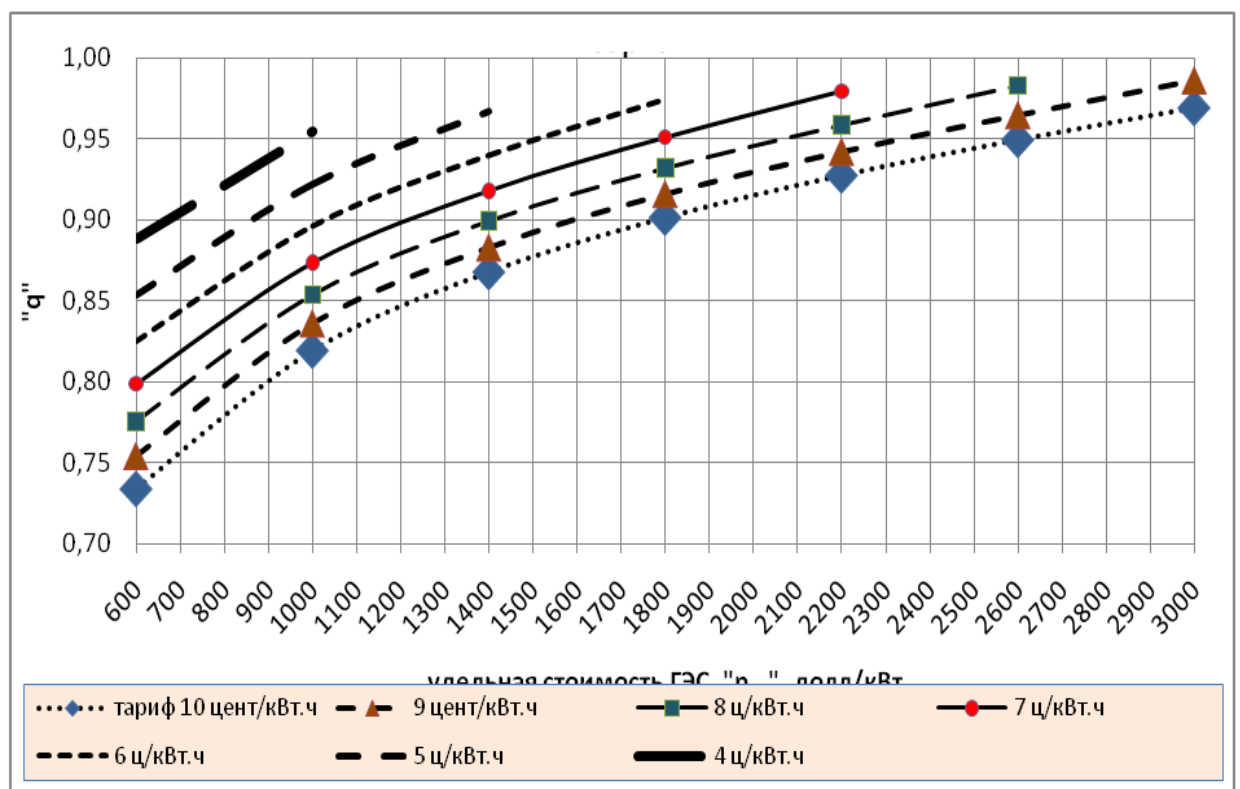


Рисунок 3.45. Тарифы, обеспечивавшие бесприбыльность для разных «q» и $P_{уд}$. 1-й вариант

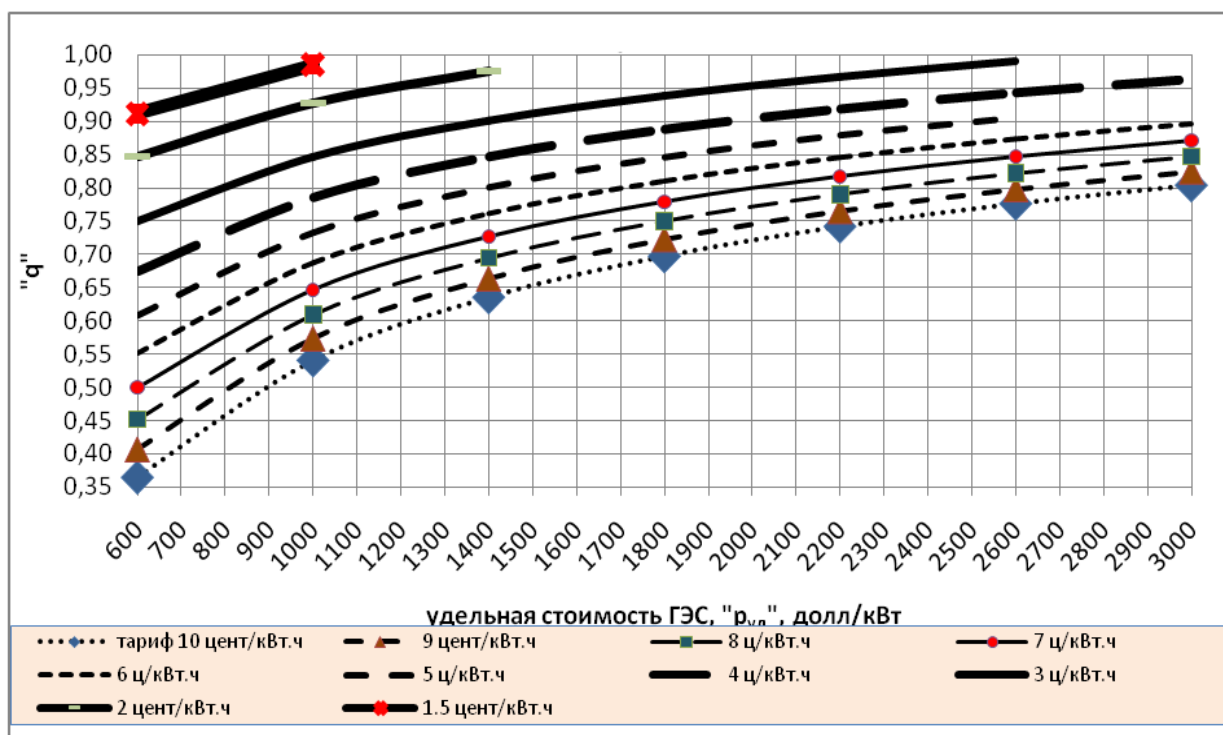


Рисунок 3.46. Тарифы, обеспечивавшие бесприбыльность для разных «q» и $P_{уд}$. 2-й вариант

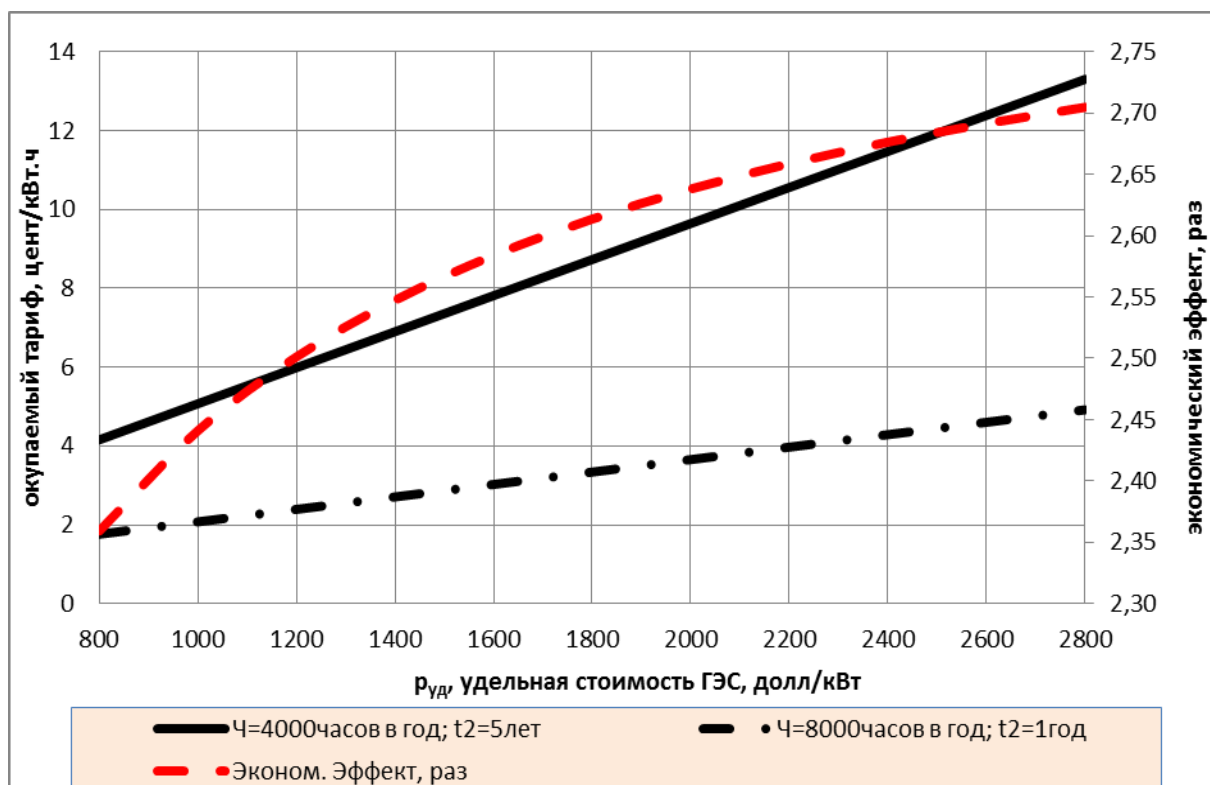


Рисунок 3.47. Экономический эффект от ускорения строительства ГЭС и роста числа часов ее работы. «q» = 0,92

Можно отметить, что при сложившихся сегодня средних ценах на строительство ГЭС – 2000 долл/кВт и коэффициенте дисконтирования «q»=0.9, окупаемость проектов крупных ГЭС будет достигаться только при тарифах на электроэнергию 10 и более центов за один киловатт·час. Для средних и малых ГЭС соответствующие тарифы существенно ниже и равны 4 цент/кВт.ч.

Это еще раз показывает большую эффективность для сегодняшних условий Таджикистана строительства малых и средних ГЭС по сравнению с крупными. Общий график, показывающий интегральный эффект малых и средних ГЭС по отношению к крупным для значения «q»=0.92 приведен на Рисунок 2.47. Для других значений «q», как показывают расчеты, эффект аналогичен.

Выводы к главе 3.

Предложен метод расчета энергоэффективности рек. Выявлено, что по этому показателю на первом месте находится река Вахш. Следующей по энергоэффективности после Вахша идут реки Обихингоу, Сурхоб, Фан-Дарья, Искандар-Дарья, Зеравшан, Кафирниган, Ягноб. При этом в каждой из всех этих рек есть участки, энергоэффективности которых в несколько раз превышает среднее значения по всей реке в целом.

Комплексное освоение гидроресурсов существенно повышает экономическую эффективность проектов. Одним из показательных примеров такого подхода является проект туннельной переброски стока р. Зеравшан в вододефицитную Ура-Тюбинскую (Истравшан) долину, имеющую резервные площади для орошения, с комплексным, энергетико-ирригационным использованием речного стока. При стоимости энергетической части проекта 140 млн. долл, ирригационной – 290 млн. долл. (общая стоимость 430 млн. долл, в ценах 1984 г), общая совместная окупаемость проекта равна 0,8 года. При этом затраты энергетики окупаются за 2 года, а сельского хозяйства – за 0,65 лет

Разработана математическая модель гидроугольного сценария развития энергетики Таджикистана. Показано, что экономическая привлекательность угольной энергетики повышается при увеличении отпускных тарифов на электроэнергию и снижении внутренней нормы доходности реализуемых проектов, т.е. при повышении уровня экономического развития страны и ее инвестиционного рейтинга.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Исследования и оценки уровня динамики развития водно-энергетического комплекса Таджикистана показали, что основной составляющей частью энергетики Таджикистана является гидроэнергетика. Таджикистан не обладает реальными промышленными запасами нефти и газа. Запасы второго по объёмам энергоресурса – угля – в годовом исчислении в 10 раз меньше ресурсов гидроэнергии. В этих условиях тепловая энергетика на угольном топливе может только дополнять гидроэнергетику. Гидроэнергетика, в отличие от тепловой энергетики, не оказывает никакого негативного загрязняющего влияния на окружающую среду. При этом она существенно более дешёвая, чем тепловая, угольная. Приведённый в диссертации анализ показывает, что даже при отсутствии затрат на обустройство угольного месторождения, экономически обоснованный тариф на электроэнергию для ТЭС в 5 и более раз выше, чем для ГЭС. Но в то же время гидроэнергетика проигрывает угольной энергетике по стоимости и срокам строительства, коэффициенту использования установленной мощности и по уровню гарантированного энергоснабжения [1-А]; [3-А]; [11-А]; [14-А]; [20-А].

2. Основной ресурс гидроэнергетики – вода, подвержен существенным колебаниям во времени. Поэтому возможности гидроэнергетики будут проявляться в полной мере только при соответствующем её развитию – масштабном строительстве ГЭС с водохранилищами. Решить эту проблему возможно за счёт параллельного развития угольной энергетики – в кооперации с гидроэнергетикой. Включение угольной энергетики в общий баланс республики возможно, как за счёт прямого строительства тепловых электростанций, так и за счёт развития общего энергетического рынка Центральной Азии. При очень высокой рентабельности собственно выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях, само строительство ГЭС связано с замораживанием значительных финансовых средств на длительный период и поэтому экономическая приоритетность инвестиционных проектов ГЭС,

включающих в себя весь цикл: изыскания, проектирование и строительство может оказывать существенное влияние, и при определенных обстоятельствах ТЭС может оказаться более выгодной, чем ГЭС. Поэтому большое значение имеет правильный выбор приоритетных объектов, ГЭС, обеспечивающих наибольшую рентабельность инвестиционных проектов, тем более что в Таджикистане имеются для этого огромные возможности – только уже обследованных створов для строительства крупных ГЭС в республике имеется более 80-ти. Критерием такого выбора может быть энергоэффективность речных гидроэнергетических ресурсов – удельная мощность на единицу длины реки [2-А]; [3-А]; [7-А].

3. Предложен метод расчета энергоэффективности рек. Анализ всех наиболее крупных рек Таджикистана показывает, что по энергоэффективности находится река Вахш, удельная мощность на единицу длины в 2 с лишним раза превышает этот показатель других рек. Следующие по энергоэффективности после Вахша идут реки Обихингоу, Сурхоб, Фан-Дарья, Искандер-Дарья, Зеравшан, Кафирниган, Ягноб. При этом в каждой из всех этих рек есть участки, энергоэффективность которых в несколько раз превышает среднее значения по всей реке в целом. Именно они являются наиболее привлекательными в качестве приоритетных объектов для строительства ГЭС [1-А]; [4-А]; [6-А]; [9-А]; [11-А]; [17-А]; [27-А];

4. Для более эффективного развития энергосистемы Таджикистана можно предусмотреть наряду со строительством МГЭС также строительство малых ТЭС, для надёжного энергоснабжения горных изолированных районов [4-А]; [12-А]; [19-А]; [24-А]; [31-А].

5. Разработана математическая модель гидроугольного сценария развития энергетики Таджикистана. Показано, что экономическая привлекательность угольной энергетики повышается при увеличении отпускных тарифов на электроэнергию и снижении внутренней нормы доходности реализуемых проектов, т.е. при повышении уровня

экономического развития страны и ее инвестиционного рейтинга [1-A]; [8-A]; [9-A]; [26-A]; [32-A].

6. Комплексное освоение гидроресурсов существенно повышает экономическую эффективность проектов. Одним из показательных примеров такого подхода является проект туннельной переброски стока р. Зеравшан в вододефицитную Ура-Тюбинскую долину, имеющую резервные площади для орошения, с комплексным, энергетико-ирригационным использованием речного стока. При стоимости энергетической части проекта 140 млн. долл, ирригационной – 290 млн. долл. (общая стоимость 430 млн. долл, в ценах 1984 г), общая совместная окупаемость проекта равна 0,8 года. При этом затраты энергетики окупаются за 2 года, а сельского хозяйства – за 0,65 лет [31-A]; [32-A].

Рекомендации по практическому использованию результатов исследований:

1. Таджикистан, находясь в сложных географических и топографических условиях, в то же время обладает большими природными ресурсами. Но их освоение невозможно без опережающего развития энергетики. Для достижения среднемирового уровня развития его энерговооруженность должна также повыситься в 7÷8 раз. При этом, даже при полном использовании существующих сегодня резервов энергоэффективности, непосредственное энергопотребление в республике должно быть повышено в 3 раза.

2. Для устойчивого развития экономики рост выработки энергии в Таджикистане должен сопровождаться таким же ростом её потребления в стране. Только в этом случае будет достигнута цель выхода Таджикистана на среднемировой уровень развития. Экспорт энергоресурсов и электроэнергии по своему эффекту на национальную экономику в 10÷20 раз ниже её прямого использования в национальном производстве.

3. Предлагаемая оценка энергоэффективности крупных рек Таджикистана с выбором створов для строительства наиболее новых эффективных ГЭС, может быть полезной при разработке перспективной стратегии развития энергети-

ки.

4. Полученный в диссертации математический критерий развития энергосистемы показывает, что при сегодняшних условиях Таджикистана, наиболее эффективно обеспечить такое развитие можно путём строительства средних по мощности электростанций ($50 \div 100$ МВт), вводимых в течение одного-двух лет. Максимально допустимые мощности станций при этом не должны превышать $800 \div 1000$ МВт при сроке их строительства $5 \div 6$ лет.

При любых критериях, как современных, так и действовавших во времена СССР, экономическая эффективность любых проектов, в том числе проектов строительства ГЭС, определяется отношением прибыль/затраты. Анализ показывает, что в течение последних 25 лет происходит непрерывный рост стоимости строительства гидроэлектростанций. С 1984 года по 2008 год общее удорожание составило 5,5 раз. Существенное удорожание цен на строительство ГЭС в свою очередь не могло не сказаться на величине тарифов на электроэнергию, при которых обеспечивается экономическая эффективность проектов строительства новых ГЭС. Сегодня их величина возросла до 4 цент/кВт·ч для малых и средних ГЭС и до 10 цент/кВт·ч для крупных ГЭС.

5. Приведённая усовершенствованная методика расчёта экономической эффективности развития энергетики Таджикистана показывает, что целесообразно предусмотреть проекты малых ТЭС и котельных для отдалённых и труднодоступных горных районов республики, что будет в свою очередь также способствовать развитию малой гидроэнергетики, где особенно возможным скорейшее достижение конкретных результатов.

6. По разработанному критерию комплексного освоения гидроресурсов возможно существенное повышение экономической эффективности проектов, направленных на переброску части стока различных рек с комплексным, энергетико-ирригационным использованием речного стока. Установлено, что при этом затраты энергетики и сельского хозяйства окупаются соответственно за срок менее одного года – т.е. 0,5 и 0,65 г.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абсаметова А.М., Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Трофимов Г.Г., Чудинова Л.Ю. Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государств – участников Евразийского банка развития. Отраслевой обзор №15 Евразийский банк развития. 2012
2. Авдеев В.В. и др. Экология энергетики. Под. Ред. В. Я. Путилова, М. МЭИ, 2002, 162 с.
3. Аврутин М.Ю. Организационно-правовая характеристика управления электроэнергетикой. Закон и право. – 2005. – №5.
4. Азимов Х. Финансовое управление энергетическим потенциалом Таджикистана. – Душанбе: Ирфон, 2007.
5. Алексеев Б.А. Энергосистемы к 2020 году. Обзор перспектив. – М.: Электрические станции, 2004, №6.
6. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Аналитический обзор. – Ташкент: Издательство «Молия» Банковско-финансовая академия, 2007.
7. Ануфриев В.П., Чазов А.В. Энергоэффективность и проблема изменения климата. – М.: 2006.
8. Архангельский В. Электроэнергетика – комплекс общегосударственного значения. Экономист. – 2004. – №12.
9. Ахророва А.Д. Проблемы эффективности энергетического комплекса Таджикской ССР. Душанбе, Дониш, 1988, 214 с.
10. Ахророва А.Д., Аминджанов Р.М., Доронкин К.А. Энергетика Таджикистана: современные тенденции и перспективы устойчивого развития. ООО РКА «Статус». Душанбе, 2005.
11. Байнев В.Ф. Электроэнергетика: пути развития. Экономист.-2004.-№10.
12. Байнев В.Ф. Рыночно ориентированное реформирование электроэнергетики. Белорусский экономический журнал. – 2004. – №4.
13. Баринов В.А. и др. Проблемы обеспечения надежности ЕС России в условиях развития конкурентных отношений в электроэнергетике. Электрические станции. Душанбе: 2005. – №8.
14. Башмаков В. М., Сирожев Б. С., Петров Г. Н. Повышение эффективности работы каскада Вахшских ГЭС за счет использования части стока р. Пяндж. Гидротехническое строительство, 1995г. №12
15. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: вчера, сегодня, завтра. М. Электрические станции, 2005, №2, с. 35-47.
16. Белевицкий А.М. Энергия плюс экология: как решать две проблемы в комплексе. М. Промышленная энергетика, 2001, №3, с. 50-52.
17. Беляев Л.С., Марченко О.В., Подковальников С.В. Электроэнергетика России: последствия перехода к конкурентному рынку. Энергия. – 2002. – №6.
18. Бессонова Е. (2010) Эконометрический анализ влияния внутренней конкуренции и иностранных инвестиций на эффективность российских про-

мышленных предприятий. автореф. дис. ... канд. экон. наук по специальности 08.00.13г.

19. Бобозода Г. Развитие экономики Таджикистана в первом и первом полугодии 2007 года и задачи года. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2007. – №3

20. Бурханов Р.С., Джураев Д.К. Опыт функционирования рынков электроэнергии стран мира и создание электроэнергетического рынка в Таджикистане. «Неру» (Энергия). – Душанбе: 2005. – №1(3)

21. В будущее без барьеров: Региональное сотрудничество в области человеческого развития и обеспечения человеческой безопасности. Доклад о человеческом развитии в Центральной Азии. Региональное бюро ПРООН по странам Европы и СНГ, 2005.

22. Восканян М.А. Проблемы и перспективы формирования институтов финансового посредничества на примере Армении. Евразийская экономическая интеграция. Научно-аналитический журнал. №1(14), 2012

23. Винокуров Е.Ю., Либман А.М. Система индикаторов евразийской интеграции. Евразийская экономическая интеграция. Научно-аналитический журнал. № 4(5), февраль 2009

24. Винокуров Е.Ю. Вода, Энергия и Финансы. Будущее водно-энергетического комплекса Центральной Азии. Деловой журнал Казахстан, июль 2007

25. Валамат-Заде Т. Водные ресурсы Таджикистана в стратегии национальной и региональной политики. Центральная Азия и Кавказ. – 2001. – №2.

26. Варнавский В.Г. Модели реформирования электроэнергетики: мировой опыт и Россия. Энергетическая политика. – 2003. – Выпуск 1.

27. Варнавский В.Г. Реформирование мировой электроэнергетики. Мировая экономика и международные отношения. – 2003. – №4.

28. Вахненко Б.А., Летунова Н.С., Преображенская Л.Б. Основные направления развития энергетики Египта. Энергия. – 2004. – №2.

29. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Основные направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы и совершенствования рыночных отношений. Академия наук. Энергетика, РАН. – 2000. – №5.

30. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат. – 2001.

31. Волкова Е.А., Макарова А.С. Сценарии развития электроэнергетики. Изв. АН РФ, Энергетика, 2000, №5, с. 42-54.

32. Вопросы эффективности энергетического производства. А.А.Семенов; под редакцией В.Р.Окорокова – Л.: Энергоиздат, Ленинградское отделение, 1982.

33. Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Подковальников С.В. Современное состояние и проблемы электроэнергетики России. Проблемы прогнозирования. – 2001. – Выпуск 5.

34. Воропай Н.И., Сендеров С.М., Рабчук В.И. Стратегические угрозы

энергетической безопасности России. ЭКО. – 2006. – №12.

35. Гайбуллаев Х. Сотрудничество стран Центральной Азии в решении проблем Аральского моря. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2006. – №2

36. Галуша А.Н. Перспективы динамики мирового топливно-энергетического баланса. М.: Энергосбережение, 2005.

37. Гевалтиг С. Рынки электроэнергии стран-членов Европейского Союза: перспектива и стратегия. Энергетическая политика. – 2003. Выпуск 6.

38. Гидроэнергетика и устойчивое развитие. М. Гидротехническое строительство, 2005, №1, с. 6-7.

39. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. «Недра». – Л.: 1965.

40. Глазьев С. Ю. Теория долгосрочного технико-экономического развития. М. Вла Дар. 1993.

41. Годин. Ю. Геополитическая роль внешней торговли энергоресурсами для России. – М.: Мировая экономика и международные отношения, 2006.

42. Годовые отчеты ОАХК «Барки Точик»

43. Голубев В.С., Бушуев В.В. Энергетика – экономика – развитие. М. Энергетическая политика, 2004, №3, с. 16-22.

44. Госкомитет по статистике. Статистические ежегодники РТ, 1995-2007

45. Государственная программа инвестиций, грантов и капитального строительства на 2012–2014 годы. <http://medt.tj/ru/index/index/pageId/617/>

46. Гринкевич Р. Тенденции мировой электроэнергетики. Мировая экономика и международные отношения. – 2003. – №4.

47. Губанов С. Системная уязвимость энергетики США: причины и условия. Экономист. – 2003. – №10.

48. Гуртовцев А.Л. Запасы и пределы производства энергии на земле. М. Промышленная энергетика, 2002, №11, с. 44-45.

49. Данилевич Я.Б., Коваленко А.Н. Энергетика и ее роль в современном мире. Изв. АН РФ, 2004, №6, с. 20-28.

50. Делягин М. Реформа электроэнергетики. Свободная мысль – XXI. – 2003. – №10.

51. Джабаров Р.Т. О некоторых проблемах экономической политики Таджикистана. Душанбе, Экономика Таджикистана: стратегия развития, 2003, №2

52. Джадралиев М.А. Транзитный потенциал ЕврАзЭС и региональная транспортная интеграция. Евразийская экономическая интеграция. Научно-аналитический журнал. № 2(3), февраль 2009

53. Доклады о человеческом развитии. ПРООН, 1996-2005 гг.

54. Документ Стратегии сокращения бедности. Постановление Маджлиси Намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан № 666, 12 июня 2002.

55. Друянов В.А. Парниковый эффект – благо для всей земли. М. Энергия: экономика, техника. Экология, 2000, №12, с. 48-51.

56. Дьяков А.Ф. Проблемы надежности и безопасности электроснабжения потребителей. – М.: Энергетик, 2006.
57. Дьяков А.Ф. Тарифная политика и электроэнергетическая безопасность России. – М.: Издательство МЭИ, 2000.
58. Евгений Винокуров, Александр Либман. Евразийская Континентальная интеграция. Центр интеграционных исследований. Санкт-Петербург. 2012
59. Едгори Н. Энергетикаи Тоҷикистон: дируз, имруз ва фардо. «Эҷод». – Душанбе: – 2006.
60. Ельчанинов Е.А. Возможности и реализация концепции устойчивого развития общества, природы и технического прогресса в ограниченных условиях планеты. М. ГИАБ, 2002, №2, с. 131-133.
61. Емохонов В.Н. и др. О некоторых экологических проблемах энергетики. Изв. АН РФ, Энергетика, 2002, №2, с. 58-73.
62. ЕЭК/ЭСКАТО ООН. Проект СПЕКА "К укреплению сотрудничества по рациональному и эффективному использованию водных и энергетических ресурсов Центральной Азии". ООН, Нью-Йорк, 2004
63. Зайцева И.С. Некоторые региональные особенности использования водных ресурсов в современной России. Академия наук. – 2001. – №5.
64. Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении», Постановление Правительства Республики Таджикистан № 2910 мая 2002 г.
65. Захидов Р.А. Основные направления энергосбережения в отраслях экономики Узбекистана. – Ташкент: ТГТУ. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2005, №4.
66. Захидов Р.А. Энергетика стран Центральной Азии: перспективы развития и сотрудничества. Труды международного семинара, TEMPUS, Ташкент, 2004, с. 14-22.
67. Захидов Р.А. Энергетика стран Центральной Азии: перспективы развития и сотрудничества. Труды международного семинара, TEMPUS. – Ташкент, 2004.
68. Зевин Л.Д. Экономическое пространство СНГ. Возможные пути организации. – М.: Вопросы экономики. – 1994. – №3.
69. Зыков В.М. Уголь – эффективный и надежный энергоноситель. М. Энергия: экономика, техника, экология, 2003, №4, с. 17-23.
70. Иванютин Л.А., Сиротин В.В. Концепция энергоресурсосбережения России. М. Энергоназор и энергобезопасность. 2005, №4, с. 35-39.
71. Индекс счастья. <http://www.happyplanetindex.org/>
72. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства. – М.: Энергия. – 1973.
73. Интересы России в СНГ. – М., Международная жизнь. – 1994. №9.
74. Исламова Н. Специфика управления водными ресурсами в Центральноазиатском регионе. Общество науки в Узбекистане. – Ташкент: 2004. – №4.

75. К укреплению сотрудничества по рациональному и эффективному использованию водных и энергетических ресурсов Центральной Азии. Экономическая и социальная комиссия для Азии и тихоого океана. Социальная программа ООН для экономик Центральной Азии. ООН. – Нью-Йорк: 2004.
76. Карпов М.В., Хейфец П.Б. Формирование межотраслевых продуктовых потоков электроэнергетики. Экономика. – Омск: 2004. – №3.
77. Каталог статистических форм и других отчетов, предоставляемых банками, кредитными обществами и небанковскими финансовыми организациями республики в Национальный банк Таджикистана. Постановление Правительства Национального банка Таджикистана. – Душанбе: 16 мая 2007 года, № 147.
78. Каюмов Н.К., Назаров Т.Н., Махмудов И.И., Рахимов Р.К., Умаров Х.У. Глобализационные процессы и экономические проблемы Таджикистана. Душанбе, Экономика Таджикистана: стратегия развития, 2003, №1.
79. Каюмов Н.К., Назаров Т.Н., Рахимов Р.К. К вопросу о темпах экономического роста в условиях переходной экономики Таджикистана. Душанбе, Экономика Таджикистана: стратегия развития, 2002, №3
80. Каюмов Н.К. Водно-энергетическая стратегия Таджикистана. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2007. – №2
81. Клавдиенко В.П., Торасов А.П. Нетрадиционная энергетика в странах ЕС: экономическое стимулирование развития. Энергия. – 2006. – №9.
82. Клейнер Г.Б., Тамбовцев В.П., Качалов Р.М. Предприятие в нестабильной экономической среде: риски, стратегии, безопасность. М. экономика, 1997.
83. Кокошин А.А. Международная энергетическая безопасность. – М.: 2006.
84. Кононов Ю.Д., Мазурова О.В. Потенциал энергосбережения. Зависимость энергоемкости промышленности от темпов экономического роста. М. Промышленная энергетика, 2002, №1, с. 8-11.
85. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Прогноз глобального энергообеспечения: методология, количественные оценки. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Mineral resources of Russia. Economics and management. – 2006. – №5.
86. Концепция отраслей топливно-энергетического Комплекса Республики Таджикистан на период 2003 – 2015 гг.
87. Концепция по рациональному использованию и охране водных ресурсов в Республике Таджикистан. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 1 декабря 2001 года, № 551.
88. Корнеев А.В. Государственное регулирование в энергетике США. М. Наука, 2004, 156 с.
89. Коссов В.В. Взаимосвязь и взаимовлияние развития экономики и электроэнергетического комплекса России. М. Энергетик, 2006, №4, с.2-9.
90. Котлер В.Р., Серков В.Е. Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире. Электрические станции, 2002, №7, с. 71-73.

91. Кудрявый В.В. Российская электроэнергетика: настоящее и будущее. Энергетическая политика. – 2002. – Выпуск 2/3.
92. Кузовкин А.И. Цели реформирования электроэнергетики: конкуренция или надежность. Проблемы прогнозирования. – М.: 2004. – Выпуск 2.
93. Кучеров Ю.М., Пузин Г.Н. Экологическая политика РАО «ЕЭС» России. Энергия. – 2003. – №1.
94. Лазаренко С. Н., Тризно С. К. Роль фактора энергосбережения при прогнозировании структуры топливно-энергетического баланса страны. М. Промышленная энергетика, 2003. №1, с. 2-5.
95. Либман А.М. Интеграция снизу» в Центральной Азии. Евразийская экономическая интеграция. Научно-аналитический журнал. №1 (2), 2009
96. Макаров А. Электроэнергетика России: производственные перспективы и хозяйственные отношения. Общество и экономика. – 2003. – №7/8.
97. Макаров А.А. Электроэнергетика и социально-экономическое развитие России. Энергия. – 2003. – №2.
98. Маргулов Г.Д. Материалы международного форума: «Энергетика-общество – 2004». Доклад. – М.: Энергетическая политика, 2004.
99. Материалы XIX Мирового энергетического конгресса «Обеспечение устойчивости: проблемы и возможности для топливно-энергетической промышленности», 5-9 сентября, Сидней (Австралия). М. Электрические станции, 2005, №1, с. 64-67.
100. Махова В.А., Преображенская Л. Б., Колесникова Н. М. Реструктуризация электроэнергетики в странах мира. Энергия. – 2002. – №10.
101. Межгосударственный статистический комитет СНГ. Внешняя торговля стран Содружества Независимых Государств. 2005: Статистический сборник. – М.: 2006.
102. Международный обмен Электроэнергией. Энергетика мира; под редакцией П.С.Непорожного и В.И.Попкова. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
103. Мишук Е. Итоги деятельности Электроэнергетического совета СНГ и его исполнительного комитета за 20 лет и задачи на перспективу. 2011. <http://ntseu.net.ua/ru/work/pr/257-2011-09-26>
104. Мишук Е.С. Роль и развитие гидроэнергетики в XXI веке в странах СНГ. – М.: Гидротехническое строительство, 2004, №6.
105. Молодюк К.В. Проблема ввода новых генерирующих мощностей и управления ценовыми рисками в условиях развития конкуренции на рынке электроэнергии. Энергетическая политика. – 2004. – Выпуск 6.
106. Нажмудинов Ш.З. Проблемы энергетической зависимости Республики Таджикистан. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2007. – №4
107. Найдено В.В., Губанов Л.Н, Петрова Е.Н. Глобальные эколого-экономические проблемы. – Нижний Новгород: – 2002.

108. Национальная программа оздоровления и стабилизации социально-экологической ситуации в бассейне Аральского моря в Республике Таджикистан. Таджикский филиал Исполкома МФСА. – Душанбе: 2000.
109. Национальный план действий Республики Таджикистан по смягчению последствий изменения климата. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 6 июня 2003 года, № 259.
110. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Энергетический баланс России до 2025. Энергия – 2006. – №10.
111. Нечаев В.В. Электроэнергетика России: состояние и перспективы. Энергия. – 2000. – №1.
112. Ниязи А. Таджикистан: проблемы использования водно- энергетических ресурсов. Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №4.
113. Норматов И.Ш., Петров Г.Н. Экономические аспекты развития гидроэнергетики Таджикистана. – Душанбе: Дониш. – 2006.
114. О внесении изменений в отдельные постановления Правительства Российской Федерации по вопросам организации деятельности гарантирующих поставщиков электрической энергии. Постановление Правительства Российской Федерации. – Москва: 29 декабря 2007 года, № 996.
115. О министерстве энергетики и промышленности республики Таджикистан. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 28 декабря 2006 года, № 605.
116. О работе с кредитами кредитных организаций. Постановление Правительства Национального банка Таджикистана.–Душанбе: 16 мая 2007 года, № 142.
117. О тарифах на электрическую и тепловую энергию. Постановление Правительства Республики Таджикистан.–Душанбе: 30 декабря 2007 года, № 663.
118. О тарифах на электроэнергию и топливную энергию. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 30 января 2007 года, №37.
119. Отчеты о человеческом развитии ПРООН, 1994-2010 гг.
120. Об утверждении Правил пользования водными объектами для нужд гидроэнергетики. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 4 марта 2003 года, № 95.
121. Обзор результативности экологической деятельности. Таджикистан. ЕЭК ООН, Комитет по экологической политике. – Нью-Йорк Женева. 2004.
122. Окорочков В.Р. Управления электроэнергетическими системами. – Л.: Издательство ЛГУ. – 1976.
123. Ольховский Г.Г. Глобальные проблемы энергетики. – М.: Электрические станции, 2005.
124. Ольховский Г.Г. Пути развития мировой энергетики. М. Электрические станции, 1999, №6, с. 10-18.
125. Омуралиев Э.К. Стратегия: укрепление экономических связей государств Центральной Азии. Реформа. – Бишкек: 1999. – №2.

126. Онучко В. Энергоаппетиты человечества все растут. – М.: Мировая энергетика, 2005.
127. Освоение потенциала. Как усовершенствовать управление водными ресурсами в Таджикистане. Национальный отчет по человеческому развитию. 2003 ПРООН. – Душанбе: 2003.
128. Основные положения водной стратегии бассейна Аральского моря. Международный государственный совет по проблемам Аральского моря, Всемирный банк. 1996.
129. Отчет: Увеличение энергетической эффективности с целью обеспечения безопасности энергетических поставок в регионе СНГ. Европейская экономическая комиссия ООН. Автономная некоммерческая организация. «Международный центр устойчивого энергетического развития» (МЦУЭР). г.Москва, ноябрь 2010г.
130. Оценка экономического эффекта присоединения Республики Таджикистан к Таможенному союзу и Единому экономическому пространству. Центр интеграционных исследований ЕАБР. Апрель 2013
131. Оценка экономического Эффекта присоединения Таджикистана к ТС и ЕЭП. Евразийский Банк Развития. Центр интеграционных исследований. Санкт-Петербург. 2013
132. Павленко Ю.П. Парниковые газы (неточности и заблуждения). М. Энергия: экономика, техника, экология, 2004, №2, с. 42-43.
133. Панях Э. Экономика и государство: подходы социальных наук. 2008) Публичная лекция на www.polit.ru.
134. Петров Г.Н. Гидроэнергетические проекты Таджикистана: прошлое, настоящие, будущее. Центральная Азия и Кавказ. – 2004. – №5 (35).
135. Петров Г.Н. Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана. Центральная Азия и Кавказ. – 2003. – №3.
136. Петров Г.Н. К вопросу о стратегии экономического развития Таджикистана. Центральная Азия и Кавказ – 2006. – №3.
137. Петров Г.Н. Комплексное использование водных ресурсов трансграничных рек. Исследования, анализ, предложения. Lambert, Academic Publishing, 2011
138. Петров Г.Н., Бурханова М. Всемирная Торговая Организация (ВТО) и устойчивое рациональное использование энергетических ресурсов Республики Таджикистан.
139. Петров Г.Н., Халиков Ш.Х. К вопросу о развитии гидроэнергетики Таджикистана. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2006. – №3
140. Петров Г.Н., Халиков Ш.Х. Энергоснабжение населения и социально экономического развития Таджикистана. Экономика Таджикистана. – Душанбе: 2007. – №2
141. Петров Г.Н., Ахмедов Х. М. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современ-

ное состояние, проблемы и пути решения. Академия наук Республики Таджикистан. ООО «Сапфир Компани». Душанбе, 2011

142. Петров Г. Н. Техническое состояние гидротехнических сооружений водно-энергетического комплекса. Университет Мак Гилла, Центр по управлению водными ресурсами «Брейс», Монт Ройальский колледж, Канадское агентство. Международного развития CIDA, МКВК, НИЦ МКВК. 2004

143. Пискулова Н.А. Киотский протокол: возможности России. М. МГИМО, 2006, 90 с.

144. Платонов В.В. О факторах калифорнийского кризиса в электроэнергетике России. Энергетик. – Душанбе: 2005. – №9

145. Поболь. А.И. Экономический потенциал инновационного развития стран. ЕврАзЭС и ЕЭП. Евразийская экономическая интеграция. Научно-аналитический журнал. №1(14), 2012

146. Подковальников С.В. Инвестирование электроэнергетики СССР и России. Энергия. – 2003. – №5.

147. Поляков В. обеспеченность мировой экономики энергоносителями в XIX веке. М. мировая экономика и международные отношения, 2005, №6, с. 106-112.

148. Портной М.А. Государство и энергетика США. – М.: США и Канада, 2004.

149. Предложения по развитию гидроэнергетики в Средней Азии до 2000 г. Институт Гидропроект. Среднеазиатское отделение. – Ташкент: 1978.

150. Преображенская А.Б. Структура производства электроэнергии в странах мира. Энергия – 2006. – №3.

151. Примбетов С.Д. Центральная Азия: реалии и перспективы экономической интеграции. – М.: 2000.

152. Программа экономического развития Республики Таджикистан на период до 2015. – № 86 от 1 марта 2004.

153. Раппопорт А.Н. Реструктуризация национальных электроэнергетик: мировая практика. Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов. – СПб. – 2003.

154. Рейтинг стран мира по уровню процветания — Центр гуманитарных технологий. URL: <http://gtmarket.ru/ratings/legatum-prosperity-index/info>

155. Рахимов Р.К. Теоретические вопросы стратегии развития экономики Республики Таджикистан в переходный период. Душанбе, Экономика Таджикистана: стратегия развития, 2001, №2

156. Рекшинская Ю.Ю., Ульянычев И.В. Оценка эффективности инвестиционных проектов на предприятиях электроэнергетики. Менеджмент в России и за рубежом. – 2005. – №3.

157. Республика Таджикистан. Национальный отчет по устойчивому развитию. РИО+10. ПРООН, МКУР РТ. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 13 июля 2002 года, № 297.
158. Республика Таджикистан. Среднесрочная стратегия структурных преобразований, восстановления экономики и экономических реформ. Европейская экономической комиссии ООН – Женева: 1999.
159. Реформирование европейских рынков электроэнергии и газа: перевод с английского. Международная юридическая фирма «Аллен энд Овери». – М.: 2004. – 3 издание.
160. Российское Акционерное Общество «ЕЭС РОССИИ». АО «Институт Гидропроект», «Концепция технического перевооружения электростанций, электрических сетей и подстанций напряжением 110 кВт и выше РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на период до 2015». Раздел «Гидроэнергетика». – М.: 2001.
161. Сайт Программы финансовой помощи сельскому хозяйству Таджикистана. <http://www.taff.tj/ru/home.html>
162. Семенов В.А. О росте доли угля в мировой энергетике. М. Энергетик, 2006, №4, с. 24-25.
163. Сирожев Б. Развитие электроэнергетики Таджикистана. Ифрон, Душанбе, 1984.
164. Словарь терминов по энергетике. ТАСИС, 1996, 744 с.
165. СНГ Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ. Совет глав правительств СНГ. 25 ноября 1998.
166. СНГ. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ. 25 ноября 2005. Принята Советом глав правительств СНГ.
167. СНГ. Решение о Межгосударственной программе инновационного сотрудничества государств – участников СНГ на период до 2020 года. Совет глав правительств СНГ. 18 октября 2011.
168. СНГ. Соглашение о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств – участников СНГ. 22 ноября 2007. Подписано представителями 12 государств СНГ. http://www.vch.ru/cgi-bin/guide.cgi?table_code=14&action=show&id=12546
169. СНГ. Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств – участников Содружества Независимых Государств. 2000. <http://www.pavlodar.com/zakon/?dok=01213>
170. СНГ. Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ. 25 мая 2007. Подписано главами правительств шести государств СНГ.
171. СНГ. Стратегия (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики на

период до 2020 года. Утверждена решением Электроэнергетического совета СНГ. 26 мая 2005

172. Среднесрочная программа социально-экономического развития Республики Таджикистан на период до 2015.

173. Среднесрочная программа экономического развития Республики Таджикистан на период до 2015 г. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 21 июня 2001 года, № 316.

174. Статистические сборники Государственного Комитета Статистики Республики Таджикистан

175. Строев Е.С. Мир, СНГ. Россия на пороге XXI века. – М.: Общество и экономика. – 1998. – №1.

176. Таджикистан (природа и природные ресурсы).–Душанбе: Дониш.–1982.

177. Таджикистан. Резюме доклада об инвентаризации источников антропогенных эмиссий и стоков парниковых газов. Правительство Республики Таджикистан. Программа развития ООН. – Душанбе: 2001.

178. Таджикистан: Состояние окружающей среды 2005. Программа ООН по Окружающей Среде. Региональный Ресурсный Центр Азии и Тихоокеанского региона. UNEP RRCAP. 2005.

179. Троицкий А.А. Топливо-энергетический комплекс, экономика России и государство. – М.: Энергетическая политика, 2005.

180. Троицкий А.А. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергоснабжения. М. Электрические станции, 2005, №1, с. 11-16.

181. Троицкий А.А. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергосбережения. – М.: Электрические станции, 2005, №1.

182. Туkenов А.А. Особенности реформирования розничного рынка электроэнергии. – М.: Энергетик, 2006.

183. Улашев И., Бердибеков П., Давронбеков Р. Вопросы интеграции региональных электроэнергетических систем. Экономический вестник Узбекистана. – Ташкент: 2001. №7/8.

184. Уринсон Я. Перспективы российской электроэнергетики. Вопросы экономики. – М.: 2000. – №4.

185. Урсуп А.Д. Государство в стратегии устойчивого развития. М. РАГС, 2000, 271 с.

186. Успенская С., Иркабаева Н. Особенности реформирования электроэнергетики в современных условиях. Экономический вестник Узбекистана. – Ташкент: 2001. – №7/8.

187. Хазиахмедов Р.М. О концепции прогноза развития гидроэнергетики России в первой половине XXI века. – М.: Гидротехническое строительство, 2005, №9.

188. Халиков Х.Х., Петров Г.Н. Энергоэффективность крупных рек Таджикистана // Доклады Академии Наук Республики Таджикистан. Душанбе, 2009г., Том 52, №8
189. Хамитов Р.С. Водные ресурсы как основа устойчивого развития гидроэнергетики. – М.: Гидротехническое строительство, 2005, №9.
190. Хлебников В.В. Анализ моделей конкурентных рынков электроэнергии. Мировая экономика и международные отношения. – М.: 2004. – №1.
191. Хлебников В.В. Реструктуризация электроэнергетики: проблемы и перспективы. Экономическая наука современной России. – М.: 2003. – №1.
192. ЦА. Соглашение между правительствами Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии. Бишкек. 17 июня 1999.
193. Целевая Комплексная программа по широкому использованию возобновляемых источников энергии, таких, как энергия малых рек, солнца, ветра, биомассы, энергии подземных источников на 2007-2015 годы. Постановление Правительства Республики Таджикистан. – Душанбе: 2 февраля 2007 года, № 41.
194. Чистяков Е., Шульга В. Интеграционный потенциал СНГ и его роль в развитии мирохозяйственных связей. – М.: Экономист. – 1998. – №6.
195. Чурашев В.Н., Маркова В.М. Перспективы энергосбережения Сибирского федерального округа. Регион: экономика и социология.–2006. – №4.
196. Шанин С.А. Влияние энергосберегающей политики на темпы развития отраслей материального производства: На примере электроэнергетики. Проблемы прогнозирования. – М.: 2004. Выпуск 6.
197. 190. Шоисматов Э.Р. Задачи энергосбережения и пути их решения в электроэнергетической области страны. Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – Ташкент: ТашГТУ. 2003.
198. 191. Экономическое обозрение. М. 2006, №4, 96 с.
199. 192. Энергетика для завтрашнего мира: Действовать сейчас: Материалы МИРЭС. Электрические станции. – М.: 2005.
200. 193. Энергетика для завтрашнего мира: реалии, возможности выбора и программа действий. Материалы МИРЭС. М. Электрические станции. 2005, №2, с. 63-66.
201. 194. Эрдман Г. Энергетика в XXI веке. – М.: Энергия: экономия, техника, экология, 2004.
202. Юлкин М. Квоты России: много или мало? М. Мировая энергетика, 2005, №1, с. 107-109.
203. Халиков Ш. Х. Развитие энергетики Таджикистана на базе комплексного использования водных ресурсов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Специальность 08.00.05/08.0014.

Российский университет дружбы народов. Москва. 2008 г.

204. Asian Development Bank. Key Indicator 2002. Population and Human Recourse Trends and Challendts, Manila, 2002, 505 p.

205. Asian Development Bank. Trends, Analyses, Manila, 2002, 226 p.

206. Bednarek, A. T., 2001: Undamming rivers: a review of the ecological impacts of dam removal. Environmental Management 27, 803-814.

207. Coulibaly, S. Shifting Comparative Advantages in Tajikistan: Implications for Growth Strategy. World Bank Policy Research Working Paper WPS6125, 2012. http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2012/07/11/000158349_201207-11105205/Rendered/PDF/WPS6125.pdf Debaere, P., and Mostashari.

208. Economic and social commission for Asia and the pacific. Special Programme for the Economies of Central Asia. Project Working Group on Energy and Water Resources. Strengthening cooperation for rational and efficient use of water and energy resources in Central Asia. United nations. – New York: 2004.

209. Energy Services for the World's Poor. Energy and Development Report 2000. The World Bank. Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). Washington, D. C. 2000, 127 p.

210. ADB. Energy Strategy Sub-Regional Consultations. 14 June 2007. Almaty, Kazakhstan

211. CA-NEWS. <http://www.centrasia.ru/newsA.php?st=1372061100>

212. G. Petrov. Tajikistan's Energy Projects: Past, Present, and Future. Central Asia and the Caucasus. Journal of social and Political Studies. Sweden. 5 (29) 2004

213. United Nations Development Programme: Human Development Index 2011.

214. The International Journal on Hydropower & Dams, 1997, "World Atlas and Industry Guide".

Авторские публикации.

Статьи в изданиях, рекомендуемых ВАК при Президенте РТ.

[1-А] Халиков Х. Анзобский горно-обогатительный комбинат на пороге перемен /Х. Халиков, Т.Д. Кабилов // Горный журнал. -2003. ПИ№77-14420. -С. 47-49.

[2-А] Халиков Х. Анзобский горно-обогатительный комбинат на пути возрождения и развития /Х. Халиков // Горный журнал. -2006. -№1. -С.14-15.

[3-А] Халиков Х. Техническое перевооружение и совершенствование технологических процессов добычи и переработки сырья на Анзобском ГОКе / Х. Халиков, Т.Д. Кабилов // Горный журнал. -2006. -№2. -С. 44-65.

[4-А] Халиков Х. Математические критерии экономической эффективности развития энергосистем / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Доклады Академии наук Республики Таджикистан. – Душанбе, 2007. - №3. -том 50. –С.225-231.

[5-А] Халиков Х. Энергоэффективность крупных рек Таджикистана / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Доклады Академии наук Республики Таджикистан. - Душанбе, 2009. - №8. - Том 52. - С. 639-645.

[6-А] Халиков Х. Новая история Анзобского горно-обогатительного комбината / Х. Халиков, Т.Д. Кабилов, Т.Ф. Кириллова // Горный журнал. - 2016. - №ФС77. - С. 70-72.

[7-А] Халиков Х. Гидро-угольный сценарий развития энергетики Таджикистана / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Известия Академии наук Республики Таджикистан. - Душанбе, 2019. - №2(175). - С. 79-86.

[8-А] Халиков Х. Экономическая эффективность энергетики Таджикистана / Х. Халиков // Известия НАН Таджикистана. - Душанбе, 2022. - №4(189). - С. 79-87.

Статьи в других изданиях.

[9-А] Халиков Х. Состояние и перспективы использования угольных месторождений в Республике Таджикистан / Х. Халиков // Труды, технологический университет Таджикистана. - 2001. - Выпуск VII. - С. 319-326.

[10-А] Халиков Х. Перспективы развития горнодобывающей промышленности Зеравшанской долины (на базе Анзобского ГОКа) / Х. Халиков // Труды, технологический университет Таджикистана. - 2001. - Выпуск IX. - С. 340-345.

[11-А] Халиков Х. По пути стабильности и подъема / Х. Халиков // Журнал Амал [Действие]. - Душанбе: Изд-во торгово-промышленной Палаты Республики Таджикистан, 2001. - №4(38). - С. 23-32.

Монографии.

[12-А] Халиков Х. Фон-Ягноб: Табиат ва сарватҳои табиӣ [Фон-Ягноб: *Природа и природные ресурсы (на тадж. яз.)*] / Х. Аббасов, Х. Халиков. - Душанбе, 2003. - 100 с.

[13-А] Халиков Х. Табиат ва сарвати кӯхсори Фон [Природа и природные ресурсы Фон (на тадж. яз.)] / Х. Аббасов, Х. Халиков. - Душанбе, 2004. - 170 с.

[14-А] Халиков Х. Энергопромышленный комплекс и устойчивое развитие Таджикистана / Х. Халиков // Издательство Lambert, Academic Publishing, 2011 г. 148 с.

[15-А] Халиков Х. Ганҷномаи Зарафшон [Сокровищница Зеравшана (на тадж. яз.)] / Х. Аббасов, Х. Халиков. - Душанбе, 2016. - 244 с.

Авторские свидетельства и патенты.

Интеллектуальные продукты

[16-А] Халиков Х. «Критерий экономической эффективности установленной мощности строящихся ГЭС» / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Интеллектуальный продукт №046ТJ от 23.10.2007 г.

[17-А] Халиков Х. «Энергоэффективность крупных рек Таджикистана» / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Интеллектуальный продукт №089ТJ от 10.03.2009г.

Статьи в материалах конференций и семинаров

[18-А] Халиков Х. Обжиг сурьмяно-ртутных талий содержащих концентратов в восстановительной среде // Х. Халиков, М.Н. Абдусаламова, Х. Кабгов // Материалы Международной научно-практической конференции (НПК) «Современная химическая наука и ее прикладные аспекты». –Душанбе, 2006. –С.85-87.

[19-А] Халиков Х. Ресурсная база энергетики Таджикистана и проблемы ее использования / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода // Материалы Международной НПК «Актуальные проблемы экологии - 2010» (Беларусь, г.Гродно). –Гродно, 2010. –С.46-51.

[20-А] Халиков Х. Государственные программы развития энергетики Таджикистана и их реализация / Х. Халиков, А. Ализода // Материалы Республиканской конференции «Ядерно-физические методы анализа состава биологических, геологических, химических и медицинских объектов». - Душанбе, 2011. –С.11-15.

[21-А] Халиков Х. Производство и потребление энергии в Таджикистане / А. Ализода, Х. Халиков // Материалы Международной НПК «Проблемы гидромеханики и развитие гидроэнергетики, мелиорации и экологии в Центральной Азии», посв. 75-летию Заслуженного деятеля науки и техники Таджикистана, доктора технических наук, профессора Сатторова М.А. - Душанбе, 2013. –С.65-71.

[22-А] Халиков Х. Сущность и факторы устойчивого развития национальной экономики / Х. Халиков // Материалы научной конференции «Современные проблемы естественных и социально-гуманитарных наук», посв. 10-летию НИИ ТНУ. -Душанбе, 2014. –С.123-128.

[23-А] Халиков Х. Экологические проблемы гидроэнергетики / Х. Халиков // Материалы Международной НПК «Экология на современном этапе развития общества» (Беларусь, г.Барановичи, 2015). –Барановичи, 2015. С.102-107.

[24-А] Халиков Х. Роль топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в обеспечении устойчивого развития национальной и региональной экономики Таджикистана / Г.Н. Петров, Х. Халиков // Материалы Республиканской НПК профессорско-преподавательского состава и сотрудников ТНУ, посв. «700-летию Сайида Али Хамадони», «Году семьи» и Международному десятилетию действия «Вода для жизни» 2005-2015 годы. -Душанбе, 2015. –С.27-32.

[25-А] Халиков Х. Проблемы общего энергетического рынка Центральной Азии / Х. Халиков, Г.Н. Петров, А. Ализода // Материалы Между-

народной НПК, посв. международному десятилетию действий «Вода для жизни». -Чкаловск, 2015. –С.131-137;

[26-А] Халиков Х. Оптимизация структуры энергетики. гидроугольный сценарий / Х. Халиков // Материалы IV Международной конференции «Горнодобывающая промышленность, проблемы геохимической экологии, сохранения биоразнообразия и ООПТ». (Кыргызстан, Бишкек – Каракол, 2016). –Бишкек-Каракол, 2015. –С.27-32.

[27-А] Халиков Х. Энергоэффективность крупных рек Таджикистана / Х. Халиков, Г.Н. Петров, А. Ализода // Материалы XII Нумановских чтений «Состояние и перспективы развития органической химии в Республике Таджикистан». -Душанбе, 2016. –С.54-58.

[28-А] Халиков Х. Критерий экономической эффективности развития энергосистемы / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода // Материалы Международной НПК, посв. подведению итогов объявленного ООН десятилетия действий «Вода для жизни». -Алматы, 2016. –С.35-39.

[29-А] Халиков Х. Стоимость строительства ГЭС и тарифная политика / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода // Материалы Международной НПК, посв. подведению итогов объявленного ООН десятилетия действий «Вода для жизни». –Душанбе, 2017. –С.65-69.

[30-А] Халиков, Х. Развитие угольной энергетики / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода//Материалы Международной НПК, посв. объявленного ООН десятилетия действий «Вода для устойчивого развития, 2018-2028 годы». -Душанбе, 2018 –С.71-76.

[31-А] Халиков Х. Комплексное экономико-энергетическое освоение водных ресурсов / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода // Материалы Международной научно-практической конференции «Энергетика – основной фактор развития экономики». –Кушониён, 2019. –С. 60-65.

[32-А] Халиков Х. Экономическая эффективность ТЭК как фактор обеспечения устойчивого развития Таджикистана / Г.Н. Петров, Х. Халиков, А. Ализода//Материалы Международной научно-практической конференции «Энергетика – основной фактор развития экономики». – Кушониён, 2020. – С.140-145.