



Всемирный банк, Глобальная практика
в области энергетики и добывающих отраслей

Регион ЕЦА



Малые ГЭС в Кыргызской Республике: Оценка потенциала и сложностей развития

Итоговый отчет

Июнь 2017 г.

При поддержке Программы содействия управлению энергетическим сектором



www.esmap.org

Содержание

Выражение признательности	6
Сокращения	7
1 Введение	8
2 Справка о секторе	9
3 Подтверждение технического потенциала	11
4 Стоимость МГЭС по сравнению с альтернативами	15
4.1 Экономический анализ	15
4.2 Финансовый анализ	19
5 Анализ тарифов на электроэнергию, отпускаемую МГЭС	22
6 Бюджетная и финансовая нагрузка МГЭС	26
7 Поэтапное распределение и определение последовательности развития МГЭС	27
8 Рамочная основа политики и нормативно-правовая база	31
8.1 Национальная политика развития МГЭС	31
8.2 Законодательство, регулирующее МГЭС	32
8.3 Регулятивная база	40
8.4 Вопросы, проблемы и возможные рекомендации	40
9 Процессы регулирования по разработке проектов МГЭС	44
9.1 Обзор	44
9.2 Институциональная база	51
9.3 Выбор створа и подготовка проектов МГЭС	55
9.4 Регистрация прав пользования водными и земельными ресурсами	58
9.5 Проектирование МГЭС и технологическое присоединение к электрических сетей	61
9.6 Строительство, присоединение к сети и ввод в эксплуатацию	64
9.7 Эксплуатация	67
10 Заключение	69

Приложения

Приложение А : НСЭ для потенциальных объектов МГЭС	70
Приложение В : Программа развития МГЭС на 2000-2005 гг.	73

Приложение С : Обзор проектов для определения участков 1 и 2 уровня	77
Приложение D : Обзор технико-экономических обоснований 1-го уровня	80
Приложение E : Основополагающие допущения расходов для НСЭ	87
Приложение F : Оценки стоимости альтернативных вариантов	92
Приложение G : Список юридических документов, относящихся к развитию МГЭС	95
Приложение H : Режимы входа проектов в сфере возобновляемых источников энергии: международный опыт	97

Таблицы

Таблица 2.1: МГЭС Кыргызской Республики, находящиеся в эксплуатации в 2016 году	10
Таблица 5.1: Финансовая жизнеспособность МГЭС в 8-, 10- и 15-летние периоды (2016 г.)	24
Таблица 7.1: Приоритетные створы МГЭС	29
Таблица 9.1: Сроки получения административных и нормативных разрешений	46
Таблица 9.2: Особенности передовых разрешительных режимов по всему миру	50
Таблица 9.3: Функции Правительства и государственных органов Кыргызской Республики в электроэнергетическом секторе по состоянию на сентябрь 2016 года	51

Рисунки

Рисунок 4.1. Кривая экономического предложения для МГЭС	15
Рисунок 4.2. Кривая экономического предложения для МГЭС и альтернативных вариантов	19
Рисунок 4.3. Финансово-экономический анализ – кривая предложения для потенциальных участков МГЭС	20
Рисунок 4.4 Кривая предложения для потенциальных МГЭС	21
Рисунок 5.1. Финансовая стоимость кривой предложения относительно ЛТ (8-летнее соглашение о гарантированной покупке электроэнергии)	23
Рисунок 5.2. Финансовая стоимость кривой предложения относительно ЛТ (8-, 10- и 15-летний период)	24
Рисунок 6.1. Финансовые затраты на выработку электроэнергии МГЭС по сравнению с текущим ЛТ и экономическими издержками Бишкекской ТЭЦ	27

Рисунок 7.1. Кривая предложения по источникам данных (экономический анализ)	29
Рисунок 9.1: Цикл подготовки и реализации проектов МГЭС	46

Таблицы в приложениях

Таблица в Приложении В.1: Оценочные технический потенциал по областям (Программа развития МГЭС на период 2000-2005 гг.)	73
Таблица в Приложении В.2: Сводка оценок потенциала МГЭС в Кыргызской Республике	74
Таблица в Приложении В.3: Оценка годовой выработки энергии ЮНИДО при коэффициенте использования установленной мощности, составляющем 1,0	75
Таблица в Приложении D.1: Обзор технико-экономических исследований	80
Таблица в Приложении D.2: Затраты на производство электроэнергии для вариантов 1 и 2	82
Таблица в Приложении D.3: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на МГЭС Ой-Алма	84
Таблица в Приложении D.4: Ой-Алма – Варианты 1 и 2	84
Таблица в Приложении D.5: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на МГЭС на Орто-Токойской плотине	84
Таблица в Приложении D.6: Орто-Токойская плотина – Варианты 1 и 2	85
Таблица в Приложении D.7: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на Сокулукской МГЭС-5	85
Таблица в Приложении D.8: Сокулукская-5 – Варианты 1 и 2	85
Таблица в Приложении D.9: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на Тортгульской МГЭС	86
Таблица в Приложении D.10: Тортгульская МГЭС – Варианты 1 и 2	86
Таблица в Приложении F.1: Допущения, используемые при расчете НСЭ для Бишкекской ТЭЦ	93

Рисунки в приложениях

Рисунок в Приложении E.1: Средняя стоимость капитала по источникам (\$ за кВт)	89
Рисунок в Приложении E.2: Генерирующая мощность участков МГЭС (МВт)	90

Рисунок в Приложении F.1: Изменение затрат ТЭЦ и импортной стоимости,
включая затраты на контроль выбросов

94

Выражение признательности

Анализ, представленный в этом докладе, является результатом совместной работы команды специалистов Всемирного банка по энергетике в регионе ЕЦА и командой консультантов СПС МФК по вопросам энерго- и ресурсоэффективности. Доклад подготовлен Катариной Гасснер (старший экономист по энергетике, Управление энергетике в регионе ЕЦА, Всемирный банк), Еленой Мерле-Бэраль (эксперт по энергетике, консультационная служба МФК), Ольгой Терентьевой (независимый консультант по энергетике), а также Николь Розенталь и Дензелом Ханкинсоном (международные консультанты, «DH Infrastructure»). Команда признательна Замиру Чаргынову за ценный вклад в части сбора и проверки данных. Общая методическая помощь была получена от Ранджита Ламеха.

Команда выражает благодарность за финансовую и техническую поддержку, предоставленную в рамках Программы содействия управлению энергетическим сектором (ESMAP). ESMAP – глобальная программа в области знаний и технической помощи, общее руководство реализацией которой осуществляет Всемирный банк – помогает странам с низким и средним уровнем доходов наращивать свой инновационно-технический и институциональный потенциал для достижения экологически безопасных энергетических решений с целью сокращения бедности и обеспечения экономического роста. ESMAP является многосторонним целевым фондом доноров. С более подробной информацией о ESMAP можно ознакомиться на вебсайте программы: www.esmap.org.

Сокращения

БТС	Бишкектеплосеть
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
СО	стоимость обслуживания
ЕЦА	Европа и Центральная Азия
ЭС	электростанция
ЛТ	льготный тариф для стимулирования возобновляемой энергетики
ПKR	Правительство Кыргызской Республики
МФИ	международные финансовые институты
НПЭ	независимые производители электроэнергии
АО	акционерное общество
КЭРЦ	ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»
KGS	кыргызский сом
КПЭ	ключевые показатели эффективности
НСЭ	нормированная стоимость энергии
КПП	крупные промышленные потребители
МЭП	Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики
МЭ	Министерство экономики Кыргызской Республики
ССТП	среднесрочная тарифная политика
НЭХК	ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
НЭСК	ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызской Республики»
ЭиТО	эксплуатация и техническое обслуживание
ОЭ	«Ошэлектро» (распределительная компания)
СЭ	«Северэлектро» (распределительная компания)
МГЭС	малая гидроэлектростанция
ТП	техническая помощь
ВЭ	«Востокэлектро» (распределительная компания)

1 Введение

Задачи представленного в этом отчете анализа заключаются в следующем:

- 1) *подтвердить существующие оценки технического потенциала малой гидроэнергетики и оценить экономическую жизнеспособность малых ГЭС в Кыргызской Республике;*
- 2) *оценить бюджетную или финансовую поддержку, которая потребуется для содействия развитию МГЭС в краткосрочной и долгосрочной перспективе;*
и
- 3) *проанализировать правовую и нормативную базу МГЭС, включая проблемы и барьеры для частных инвесторов.*

Результаты анализа обобщены в этом отчете. Остальная его часть организована следующим образом:

- В **Разделе 2** приводится краткая информация о развитии МГЭС в стране.
- В **Разделе 3** анализируется технический потенциал малых гидроэлектростанций с использованием – для справки – существующих исследований.
- В **Разделе 4** анализируется финансовая и экономическая стоимость конкретных створов МГЭС.
- В **Разделе 5** представлены анализ и рекомендации относительно методологии расчета «льготного тарифа» (ЛТ) для МГЭС в Кыргызской Республике.
- В **Разделе 6** анализируется потенциальная бюджетная и финансовая нагрузка МГЭС, соответственно, на ПКР и конечных потребителей.
- В **Разделе 7** содержатся рекомендации относительно поэтапного распределения и определения последовательности развития МГЭС, составленные с учетом анализа, содержащегося в предыдущих разделах.
- В **Разделе 8** анализируется общая нормативно-правовая база МГЭС в Кыргызской Республике, и излагаются рекомендации относительно ее укрепления.
- В **Разделе 9** описываются ключевые административные процессы и процедуры, необходимые для строительства МГЭС, приводятся примеры успешных мер по улучшению благоприятных условий для деятельности разработчиков МГЭС, и излагаются рекомендации относительно укрепления существующих процессов.
- В **Разделе 10** представлено заключение.

В **Приложениях А-Н** содержатся материалы, которые подкрепляют анализ и рекомендации, представленные в основной части отчета.

Настоящий отчет составлен на основе информации и данных, доступных по состоянию на первый квартал 2017 года. Принятые с тех пор нормативно-правовые акты¹ и начатые проекты МГЭС² упоминаются в рамках данного исследования, но подробно не анализируются.

2 Справка о секторе

История кыргызстанской малой гидроэлектроэнергетики восходит к советскому периоду, когда, по имеющимся данным, в Кыргызской Республике функционировало более 150 МГЭС. Большинство из них было построено в период между 1940-ми и 1960-ми годами. После того как в середине 1970-х годов была введена в эксплуатацию Токтогульская ГЭС на реке Нарын и национальная электрическая сеть охватила всю территорию страны, большинство этих малых гидроэлектростанций было выведено из эксплуатации. Несколько оставшихся в эксплуатации МГЭС находились в ведении «Кыргызэнерго» – вертикально интегрированной монополии в электроэнергетическом секторе Кыргызстана.

Первая передача кыргызстанских МГЭС в управление независимому частному оператору состоялась в 1997 году в рамках соглашения о долгосрочной аренде Калининской МГЭС совместной французско-кыргызской компанией «Калининская ГЭС».

Начатая Правительством в 1999 году программа разгосударствления и приватизации «Кыргызэнерго» позволила превратить существующие, но не функционирующие, ГЭС в независимые компании с целью повышения их привлекательности для заинтересованных иностранных и отечественных инвесторов. В 2000-х годах предпринимались – хотя и безуспешно – попытки приватизировать акционерное общество (АО) «Чакан ГЭС», в ведении которого находится каскад Аламединских ГЭС; после 2010 года это предприятие было снова национализировано.

За последние два десятилетия было принято несколько стратегий развития МГЭС, включая Программу развития малой гидроэлектроэнергетики в Кыргызской Республике в 1999-2005 гг. и Программу развития малой и средней энергетики в Кыргызской Республике до 2012 года. Однако поставленные перед этими программами амбициозные цели не были достигнуты. Было реализовано лишь несколько проектов МГЭС, финансируемых, в основном, международными или двусторонними донорами. Они сталкивались с регулятивными, институциональными, техническими и финансовыми препятствиями, а также с нехваткой квалифицированного местного персонала для проектирования, строительства, эксплуатации и технического обслуживания МГЭС.

¹ 24 марта 2017 года Правительство Кыргызской Республики своим Постановлением №175 утвердило Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике». Положение вступило в силу в апреле 2017 года (через десять дней после официального опубликования); 14 июня 2017 года в него были внесены изменения и дополнения.

² В соответствии с Положением, в мае-июне 2017 года Комитет промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики провел тендер. По итогам тендера, 10 июля 2017 года Правительство Кыргызской Республики подписало соглашение с чешской компанией “Liglass Trading CZ, SRO” о строительстве в Кыргызстане 10 малых гидроэлектростанций, а также двух больших электростанций (87 МВт и 47 МВт) на реке Нарын. На момент опубликования настоящего отчета договор еще не вступил в силу.

В 2015 году Правительство Кыргызской Республики утвердило новую Концепцию развития малой гидроэнергетики до 2017 года и приступило к совершенствованию нормативно-правовой базы для развития МГЭС (более подробно см. в Разделе 8).

В Таблице 2.1 показаны подключенные к сети МГЭС, которые, по имеющимся данным, находились в эксплуатации в 2016 году. Также имеется несколько микрогидроэлектростанций, которые по причине их небольшого размера и изолированного режима работы Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики (Регулятор) не регистрирует.

Таблица 2.1: МГЭС Кыргызской Республики, находящиеся в эксплуатации в 2016 году

Название МГЭС	Мощность (МВт)	Тариф в 2016 году тыйын/кВтч	Тариф в 2016 году ³ цент/кВтч	Оператор	Покупатель
ОАО «Чакан ГЭС», втч:	38,5	117,7	1,71	ОАО «Чакан ГЭС» (в государственной собственности)	АО «Северэлектро»
Лебединовская ГЭС	7,6				
Аламединская ГЭС-1	2,2				
Аламединская ГЭС-2	2,5				
Аламединская ГЭС-3	2,1				
Аламединская ГЭС-4	2,1				
Аламединская ГЭС-5	6,4				
Аламединская ГЭС-6	6,4				
Малая Аламединская ГЭС	0,4				
Быстровская ГЭС	8,7				
Калининская ГЭС	1,4	139,60	2,03	ООО «Калининская ГЭС»	АО «Северэлектро»
Иссык-Атинская ГЭС	1,4	--		АО «Строительная фирма Ковчег»	Собственные нужды
Найманская ГЭС	0,6	118,27	1,72	АО «Найман ГЭС»	АО «Ошэлектро»
Ак-Суйская МГЭС	0,5	186,52	2,71	Сельскохозяйственный кооператив «Марьям»	Собственные нужды
Кыргыз-Атинская МГЭС	0,2	470,00	6,82	ОАО «Спутник-2005»	АО «Ошэлектро»
Тегерментинские ГЭС	3,0	470,00	6,82	ООО «Тегерментинские ГЭС»	АО «Северэлектро»
Итого	45,6				

Примечание. Перечисленные МГЭС основываются на данных, предоставленных Государственным агентством по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики (2016 год). Микрогидроэлектростанции (не перечисленные) не регистрируются Госагентством из-за своего небольшого размера и изолированного режима работы.

³ 1 доллар США = 68,899 кыргызских сомов по обменному курсу, действительному по состоянию на 1 сентября 2016 года.

3 Подтверждение технического потенциала

В настоящее время в эксплуатации находятся 15 МГЭС, совокупная мощность которых составляет 46 МВт (см. Таблицу 2.1). Однако эти цифры могут представлять лишь малую часть существующего технического потенциала. Часто цитируемые оценки Министерства энергетики и промышленности Кыргызской Республики свидетельствуют о том, что существующий на данный момент потенциал годовой выработки электроэнергии МГЭС составляет от пяти до восьми миллиардов киловатт-часов (кВтч).⁴ Этот диапазон указывается в различных документах Правительства Кыргызской Республики, последним из которых является Концепция развития развития малой гидроэнергетики в Кыргызской Республике до 2017 гг., а также в Программе развития развития малой и средней гидроэнергетики в 2000-2005 гг.⁵

Данная оценка опирается на обобщенные (не привязанные к конкретным створам) гидрологические исследования, которые отраслевые эксперты в настоящее время считают, в целом, ненадежными и устаревшими. В более поздних исследованиях, проведенных для Министерства Программой развития Организации Объединенных Наций (ПРООН) и Организацией индустриального развития ООН (ЮНИДО), было подсчитано, что можно разработать или восстановить от 87 до 92 новых участков МГЭС. По оценкам, общая установленная мощность этих потенциальных объектов составляет, приблизительно, 180 МВт – при этом, средние коэффициенты использования установленной мощности составляют 63 процента, а потенциал выработки составляет около 1 миллиарда кВтч или 1000 гигаватт-часов (ГВтч) в год.⁶ Во Вставке 3.1 обобщены рассмотренные исследования и описан уровень их детализации.

Расчетный показатель, составляющий от пяти до восьми миллиардов кВтч, намного больше того объема электроэнергии, которую, объективно, могли бы вырабатывать МГЭС на известных створах. Значения коэффициента использования установленной мощности для МГЭС обычно колеблются в пределах от 0,4 до 0,7.⁷ Вышеупомянутые исследования ООН показывают коэффициенты использования установленной мощности, которые составляют, в среднем, около 63 процентов. При среднем совокупном значении коэффициента использования установленной мощности, составляющем 63 процента, для выработки пяти-восьми миллиардов кВтч – потенциала, оцениваемого в Программе развития малой и средней энергетики в 2000-

⁴ Министерство энергетики и промышленности было расформировано в 2015 году, а его функции стали частью обязанностей Министерства экономики. В 2016 году ответственным за энергетическую политику был назначен вновь образованный Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования.

⁵ В Приложении В изложена сводка содержащихся в Программе оценок технического потенциала, а также представлен анализ этих оценок с точки зрения внутренней согласованности и согласованности с другими исследованиями.

⁶ Оценки потенциала МГЭС, представленные в источниках ООН, также включали в себя 22 МВт потенциальной мощности за счет капитального ремонта и восстановления 39 существующих объектов, а также 75 МВт мощности за счет строительства 7 ГЭС на существующих ирригационных водохранилищах. Данные о количестве электростанций и их совокупной мощности, представленные в документах, разработанных Министерством и ООН (ПРООН и ЮНИДО), несколько варьировались. Однако это колебание, вероятно, является результатом округления.

⁷ Международная финансовая корпорация, «Гидроэлектроэнергетика: Руководство для разработчиков и инвесторов», 2013 год. Документ рассмотрен 19 апреля 2016 года по ссылке http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/06b2df8047420bb4a4f7ec57143498e5/Hydropower_Report.pdf?MOD=AJPERES.

2005 г. – потребуется, примерно, от 900 до 1 450 МВт установленной мощности.⁸ Такая мощность является значительной: она составляет, примерно, от 1/3 до 1/2 пикового спроса Кыргызской Республики.

Общая установленная мощность объектов индивидуализированных исследований, показанных во Вставке 3.1, составляет 409 МВт, что – при среднем коэффициенте использования установленной мощности в 63% – позволило бы производить 2,1 млрд кВтч электроэнергии в год.⁹ Однако отсутствие подробной информации – особенно, по так называемым створам 3-го уровня – не позволяет сделать однозначный вывод относительно существующего технического потенциала. Более того, некоторые створы были рассмотрены в рамках нескольких исследований. Были приложены максимальные усилия для слияния дублируемых данных по таким створам, однако местами все еще может встречаться дублирование некоторых данных.

⁸ Коэффициент использования установленной мощности электростанции – это отношение фактического объема производимой электростанцией электроэнергии в течение определенного периода времени к потенциальному объему выработки, если бы она работала при своей установленной (номинальной) мощности за тот же период времени; иными словами: коэффициент использования установленной мощности = Фактическая годовая выработка энергии (МВтч) / (Установленная мощность (МВт) x 365 дней x 24 часа).

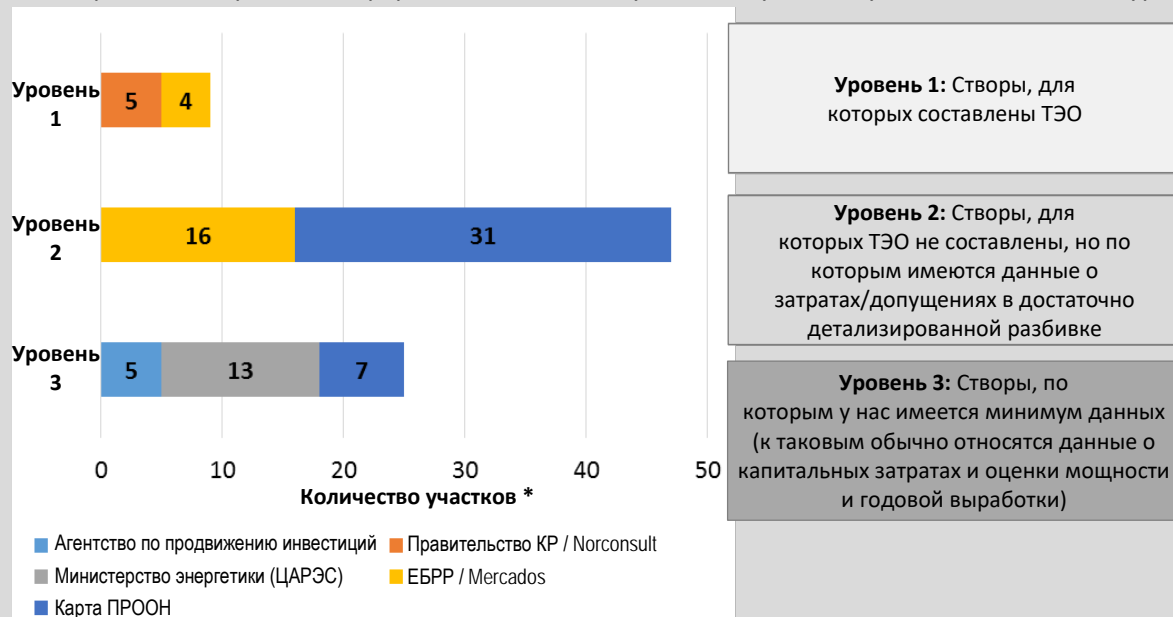
⁹ Даже средний коэффициент использования установленной мощности в размере 63% может быть чрезмерно оптимистичным. В целях экономического и финансового анализа, в Разделе 4 коэффициенты использования установленной мощности всех электростанций были ограничены до 50 процентов. Результатом этого ограничения является ежегодный показатель выработки электроэнергии МГЭС в размере около 0,77-0,85 млрд. кВтч.

Вставка 3.1: Исследования МГЭС в Кыргызской Республике

Для этого исследования было определено пять ранних источников данных по конкретным створам МГЭС в Кыргызской Республике:

- **Технико-экономические и предварительные технико-экономические исследования – Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)/Mercados:** Отчеты о Фазах 1 и 2, подготовленные консультантами Mercados в рамках проекта ЕБРР «Проект стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике». Эти отчеты включают в себя технико-экономические исследования по четырем створам и предварительные исследования по 16 створам.
- **Исследования Norconsult:** пять технико-экономических исследований, проведенных Norconsult для ПКР в период с 2006 по 2014 гг.¹⁰
- **Агентство по продвижению инвестиций:** Документы, обобщающие возможности инвестирования в пять МГЭС, которые были разработаны Агентством по продвижению инвестиций при Министерстве экономики Кыргызской Республики в 2015 году.¹¹
- **Карта ПРООН:** Интерактивная карта потенциальных створов МГЭС, которая была разработана в рамках Проекта ПРООН/ГЭФ «Развитие малых ГЭС в Кыргызстане» на основе исследований ПКР.¹² Эта карта содержит информацию по 63 створам. 25 из этих створов уже были ранее определены в других источниках (Источники 1-3), тогда как остальные 38 не были найдены в других источниках.
- **Оценка Министерства энергетики для ЦАРЭС:** Данные по 13 потенциальным створам МГЭС, предоставленные Министерством энергетики и промышленности в 2015 году консалтинговой группе, разрабатывающей подробный план («дорожную карту») финансирования для программы Центральноазиатского регионального экономического сотрудничества (ЦАРЭС).

Уровень детализации предоставляемых данных о конкретных створам МГЭС зависит от источника. Поэтому потенциальные створы МГЭС были сгруппированы в три слоя – в зависимости от уровня детализации данных, представленных в исходных документах. На рисунке ниже показаны получившиеся группы. В Приложении С содержится дополнительная информация о программах, приведших к идентификации створов уровня 1 и 2, а в Приложении D содержится подробная информация по каждому индивидуальному исследованию 1-го уровня.



Примечание: Количество створов на этом рисунке не включает в себя альтернативные варианты анализа одного створа. В анализ включен 81 отдельный створ, но из-за существования альтернативных вариантов анализа в кривую предложения включено 84 записи.

¹⁰ Название конкретного агентства, для которого были проведены исследования, варьируется в зависимости от того, когда было проведено исследование. Исследования цитируются как проводимые от имени Министерства энергетики и промышленности, Государственной инспекции по энергетике и газу, и Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса.

¹¹ Агентство по продвижению инвестиций при Министерстве экономики Кыргызской Республики, «Энергетика», документ рассмотрен 25 марта 2016 года: <http://www.invest.gov.kg/en/investment-projects/investment-projects/energetics/>

¹² Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики, «Карта Кыргызской Республики: развитие малой гидроэлектроэнергетики». Документ был рассмотрен 27 апреля 2016 года по ссылке <http://energo.e-sot.kg/?lang=en>. На момент завершения этого исследования карта больше не была доступна.

4 Стоимость МГЭС по сравнению с альтернативами

Многие из индивидуальных исследований по конкретным створам, определенных в Разделе 3, содержат достаточно информации о стоимости и характеристиках электростанции для того, чтобы можно было оценить расчетные затраты на энергию (НСЭ), а также разработать кривую предложения для МГЭС в Кыргызской Республике. В Приложении Е суммируются используемые характеристики электростанций и выдвинутые предположения.

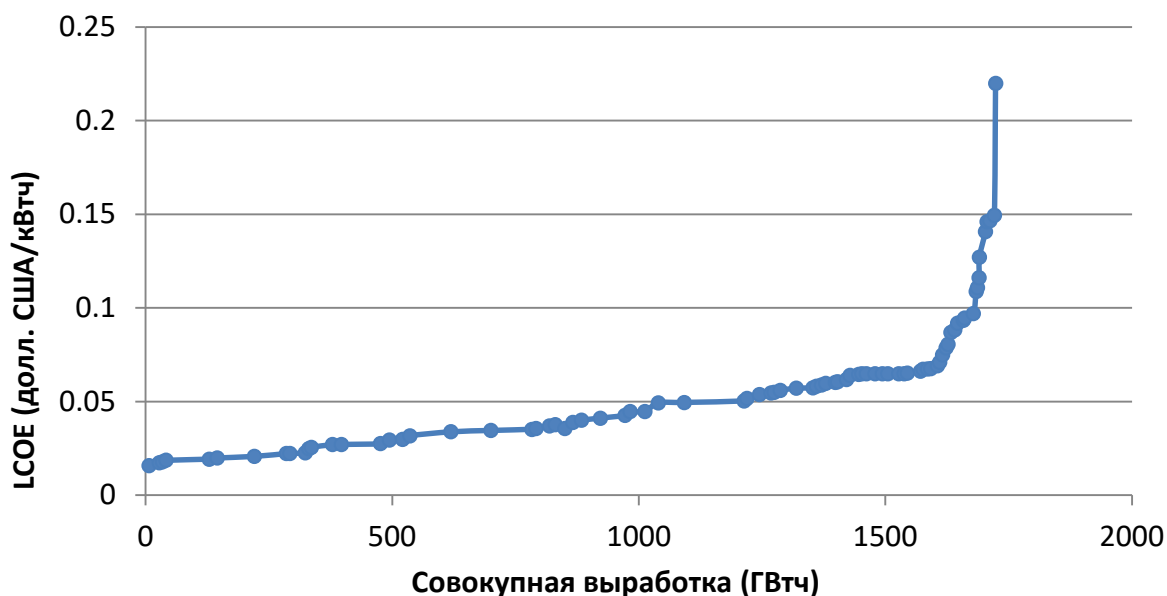
В Разделе 4.1 приведены оценки НСЭ в экономическом выражении, включающие в себя поддающиеся количественному измерению внешние издержки и вмененные социальные издержки капитала, которые сравниваются с экономическими издержками альтернативного предложения, включая импорт и производство электроэнергии на капитально отремонтированной восстановленной Бишкекской теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).¹³ В Разделе 4.2 представлен такой же анализ в финансовом выражении. Из финансового анализа исключены внешние издержки, а используемые вмененные издержки капитала представляют собой издержки неиспользованных возможностей, которые более точно отражают ожидаемую доходность инвестированного и заемного капитала для частных инвесторов по проекту МГЭС.

4.1 Экономический анализ

На Рисунке 4.1 показаны значения усредненной экономической стоимости энергии, вырабатываемой на МГЭС, которые были определены в исследованиях. Во Вставке 3.1 НСЭ выстроены по возрастающей – от наименьшей (слева) к наибольшей стоимости (справа). Как отмечено в Разделе 3, учтены все электростанции, которые были определены в рамках индивидуальных исследований, но очевидные дублирующие данные устраняются. В случаях противоречий между данными о затратах по одному и тому же створу использовались результаты более поздних или более детальных оценок (например, оценки уровня 1 использовались вместо оценок уровня 2, а оценки уровня 2 – вместо оценок уровня 3).

Рисунок 4.1. Кривая экономического предложения для МГЭС

¹³ С подробными сметными предположениями по Бишкекской ТЭЦ и импорту можно ознакомиться в Приложении F.



При расчете экономической стоимости учитывались альтернативные издержки капитала, капитальные (CAPEX) и эксплуатационные (OPEX) расходы, а также издержки, обусловленные внешними факторами:

- Для альтернативных издержек капитала:
 - Ставка дисконтирования в размере 5 процентов, используемая в качестве косвенного показателя вмененных социальных издержек капитала.¹⁴
 - Дисконтирование на протяжении всего срока службы актива плюс период его строительства. В тех случаях, когда информация о сроке службы актива или сроке строительства МГЭС была недоступна, предполагалось, что срок службы составляет 30 лет, а период строительства – 2 года.
- Для капитальных и эксплуатационных расходов:
 - В исследованиях, описываемых в Разделе 3, содержатся оценки капитальных и операционных расходов для многих электростанций, а также оценки коэффициентов использования установленной мощности. В том случае, если данные о расходах отсутствовали, оценка производилась по формуле, используемой Окриджской национальной лабораторией (США). Если данные о коэффициентах использования установленной мощности отсутствовали, или если исследования показывали, что коэффициенты использования установленной мощности превышают 50 процентов, использовалось значение 50 процентов. Иными словами, коэффициенты использования установленной мощности ограничивались 50 процентами. В Приложении Е содержится более подробная информация относительно предполагаемых затрат, используемых для МГЭС.

¹⁴ Основываясь на внутренних методических рекомендациях Всемирного банка: «Дисконтирование затрат и выгод в рамках экономического анализа проектов Всемирного банка». 2016 г.

- Капитальные затраты Бишкекской ТЭЦ основывались на фактических расходах на реконструкцию. Значения эксплуатационных расходов не были известны, в силу чего были использованы значения, основывающиеся на международных контрольных показателях. Подробные предположения и источники указаны в Приложении F.
- Данные о стоимости импорта основывались на последних ценах на импорт из Казахстана и Таджикистана. Подробные предположения об импорте содержатся в Приложении F.
- Внешние издержки:
 - К МГЭС применялся штраф за дефицит мощности, чтобы отобразить потребность (в условиях прерывистой выработки электроэнергии – например, русловыми, сезонными МГЭС) в обеспечении гарантированной выработки электроэнергии или резервной мощности, поскольку страхование для МГЭС отсутствует. Во Вставке 4.1 вкратце изложена методология, используемая для оценки штрафов за дефицит мощности для каждой МГЭС.
 - Затраты на контроль выбросов CO₂ были добавлены, соответственно, к эксплуатационным расходам реконструированной Бишкекской ТЭЦ и импорту.

Вставка 4.1: Оценка штрафов за мощность для МГЭС

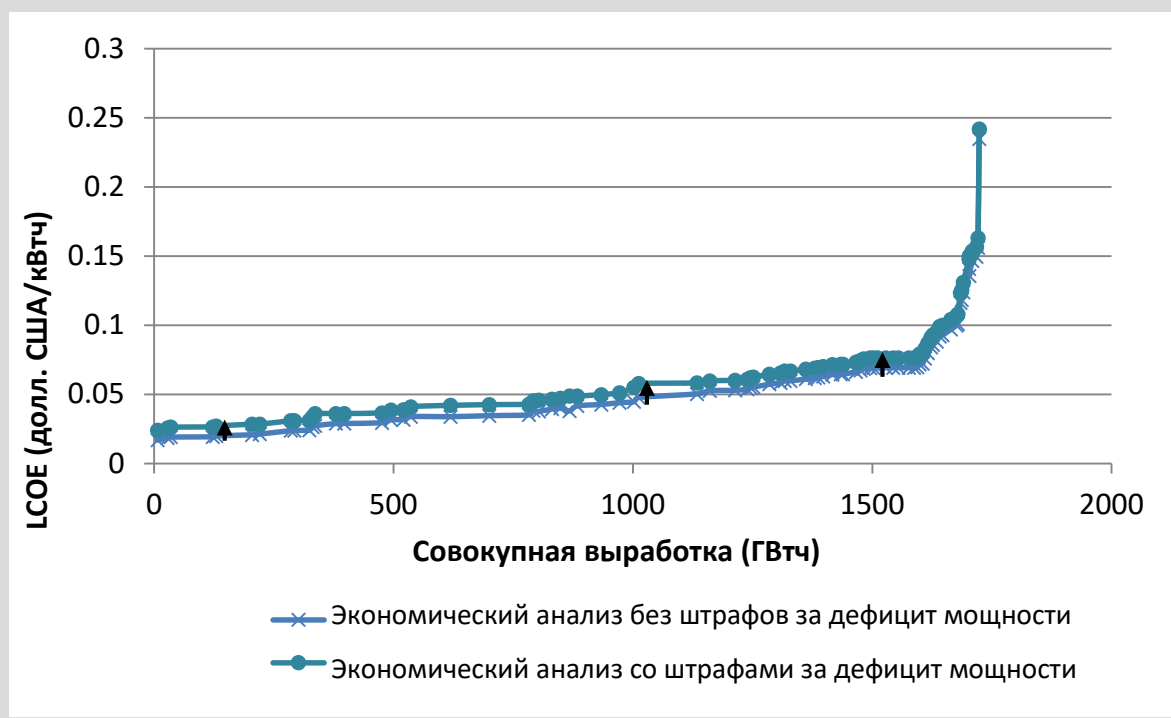
Чтобы отразить более низкую надежность сезонной, русловой выработки электроэнергии на МГЭС, к каждой МГЭС, находящейся на кривой (см. рисунок), был применен штраф за дефицит мощности. Такой штраф, фактически, отражает стоимость резервной мощности электрической системы, необходимой для обеспечения гарантированной выработки электроэнергии с использованием возобновляемых источников. Размер штрафа за дефицит мощности рассчитывается следующим образом:

$$\text{Штраф за дефицит мощности} = CC_a \times \left(1 - \frac{CF_{SHPP}}{CF_a}\right)$$

Где:

- CC_a – стоимость мощности из альтернативного источника энергии, используемого в том случае, если МГЭС недоступна. В качестве альтернативного источника взята Бишкекская ТЭЦ (на основе данных о начатой в 2013 году модернизации), а с тех пор, как электростанция полностью амортизирована, используется полная приведенная стоимость модернизации или реконструкции.¹⁵
- CF_{SHPP} – коэффициент использования установленной мощности МГЭС.
- CF_a – коэффициент использования установленной мощности альтернативного источника энергии. Предполагается, что для Бишкекской ТЭЦ значение коэффициента использования установленной мощности составляет 85%.

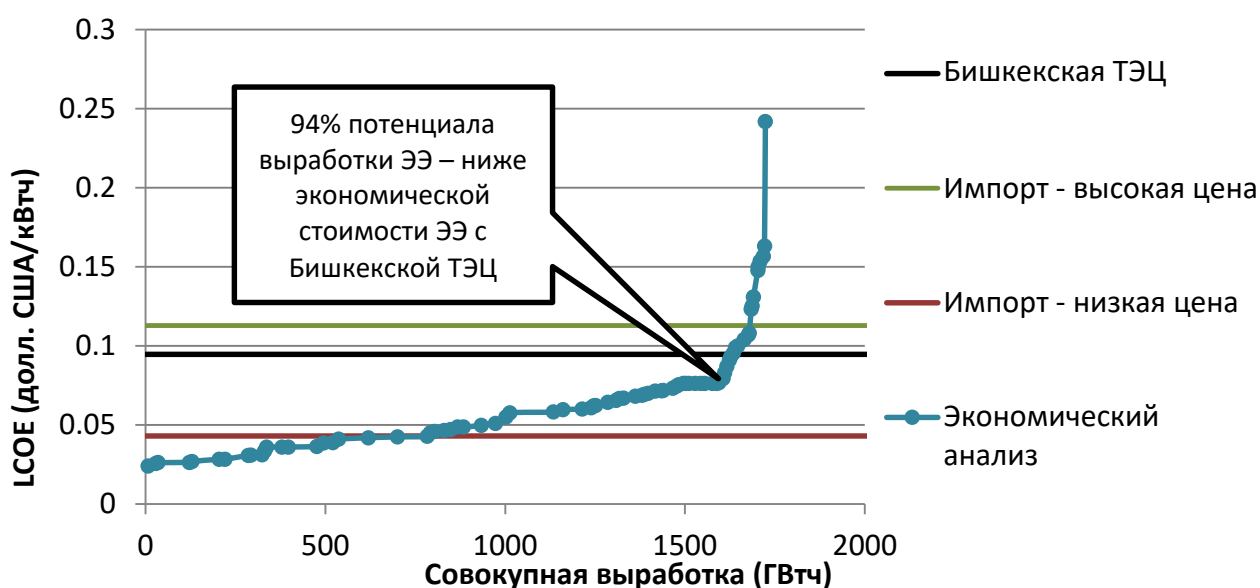
На приведенном ниже рисунке показан сдвиг в сторону повышения кривой предложения в рамках экономического анализа для МГЭС, когда штрафы за дефицит мощности прибавляются к полным приведенным издержкам, показанным на Рисунке 5.1.



¹⁵ Стоимость реконструкции включает в себя расходы на восстановление чистой мощности (250 МВт) в размере 386 000 000 долларов США, с трехлетним сроком строительства, предполагаемым 20-летним сроком службы, процентной ставкой в размере 5 процентов и 85-процентным коэффициентом использования установленной мощности.

На Рисунке 4.2 показатели экономической стоимости выработки электроэнергии МГЭС сравниваются с экономической стоимостью импортируемой электроэнергии и энергии, вырабатываемой Бишкекской ТЭЦ.¹⁶ На рисунке показано, что, примерно, 45 процентов потенциала выработки оказываются ниже нижней оценки экономической стоимости импорта. Примерно 94% потенциала выработки оказываются ниже экономических издержек Бишкекской ТЭЦ, и примерно 97% из них оказываются ниже оценки экономической стоимости импорта. В Приложении F содержится дополнительная информация о допущениях, используемых для оценки издержек Бишкекской ТЭЦ и стоимости импорта.

Рисунок 4.2. Кривая экономического предложения для МГЭС и альтернативных вариантов



4.2 Финансовый анализ

Допущения, принимаемые для оценки *финансовой* стоимости электростанций – те же, что и для оценок экономического анализа, за исключением лишь того, что вместо издержек, обусловленных внешними факторами, в них используются иные альтернативные издержки капитала:

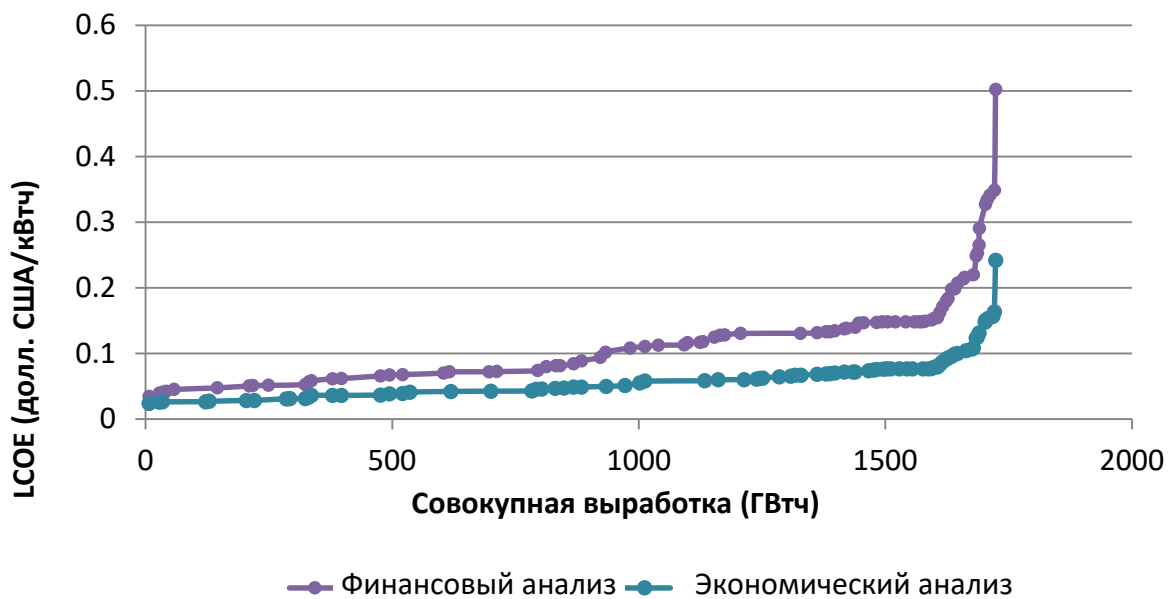
- Капитальные затраты на 60 процентов финансируются за счет долга, и на 40 процентов – за счет собственных средств, с процентной ставкой в размере 10 процентов и ожидаемой рентабельностью инвестированного капитала в размере 18 процентов;
- Собственный капитал дисконтируется на протяжении срока службы каждого актива плюс период его строительства. Задолженность дисконтируется на протяжении 10-летнего периода привлечения заемных средств. В тех случаях,

¹⁶ Можно утверждать, что санкции за наращивание потенциала также должны применяться к импорту – в том случае, если импорт не представляет собой «гарантированную мощность». В том случае, если предметом заключаемых в Кыргызской Республике контрактов будет только энергия, а не гарантированная мощность, экономическая стоимость таких контрактов будет выше, поскольку они должны будут «подкрепляться гарантиями» Бишкекской ТЭЦ.

когда информация о сроке службы или строительства МГЭС отсутствовала, в качестве допущений использовались 30-летний срок службы и 2-летний период строительства.

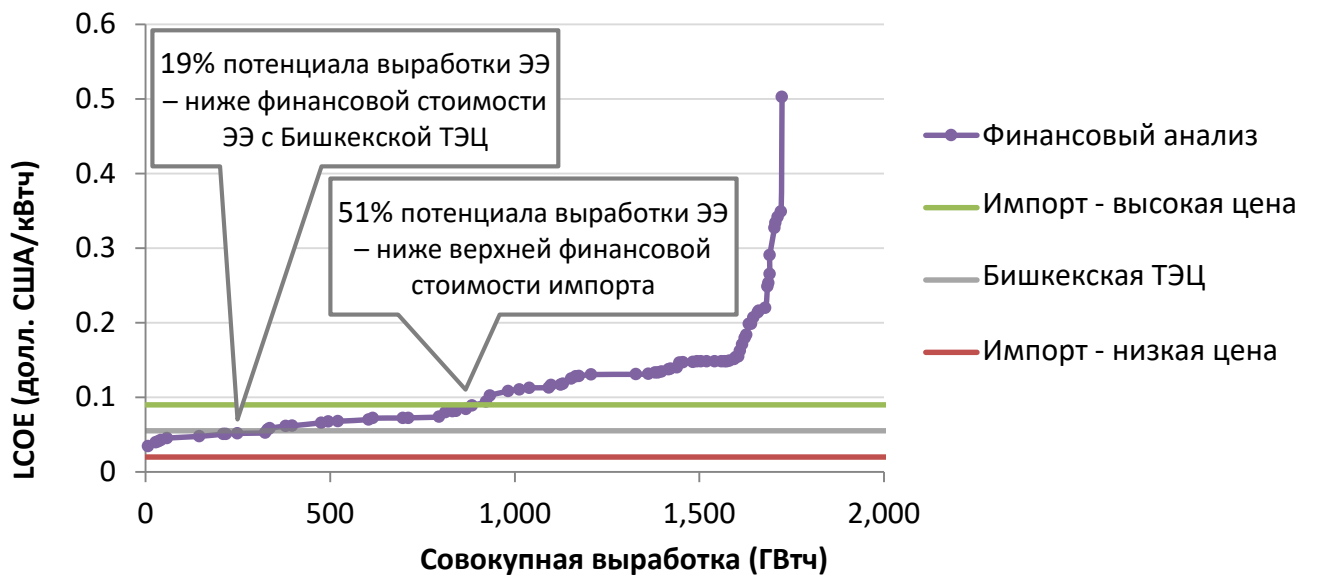
На Рисунке 4.3 показаны оценки полных приведенных финансовых затрат и потенциала выработки МГЭС, которые сопоставляются с оценками усредненных экономических издержек из Раздела 4.1.

Рисунок 4.3. Финансово-экономический анализ – кривая предложения для потенциальных участков МГЭС



На Рисунке 4.4 полные приведенные *финансовые* затраты МГЭС сравниваются с их альтернативами, а именно: с энергоснабжением за счет импорта электроэнергии или поставок с Бишкекской ТЭЦ. На рисунке показано, что около одной пятой вырабатываемой МГЭС электроэнергии обходится дешевле нижнего значения финансовой оценки стоимости импорта. Примерно 19% потенциала выработки оказываются ниже финансовой стоимости ЭЭ с Бишкекской ТЭЦ, и примерно 51% из них – ниже оценки финансовой стоимости импортируемой электроэнергии.

Рисунок 4.4 Кривая предложения для потенциальных МГЭС



5 Анализ тарифов на электроэнергию, отпускаемую МГЭС

Тарифы для МГЭС рассчитывается по формуле, которая определена в приказе Регулятора энергетического сектора – Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики. Приказ «Об утверждении Методики расчета тарифов на электрическую энергию, отпускаемую станциями, генерирующими электрическую энергию с использованием возобновляемых источников энергии» (приказ №1 от 6 августа 2015 года) определяет льготные тарифы (ЛТ) для различных технологий использования ВИЭ – в том числе, для МГЭС. В 2016 году эта методика была пересмотрена и доработана Регулятором (приказ №3 от 11 апреля 2016 года), в результате чего для МГЭС были установлены более высокие ЛТ. Методика позволяет рассчитывать тарифы для вводимых в эксплуатацию новых объектов, которые производят электрическую энергию с использованием возобновляемых источников. Формула определения тарифов связана с тарифами для конечных потребителей следующим образом:

$$T = T_1 k_0$$

где:

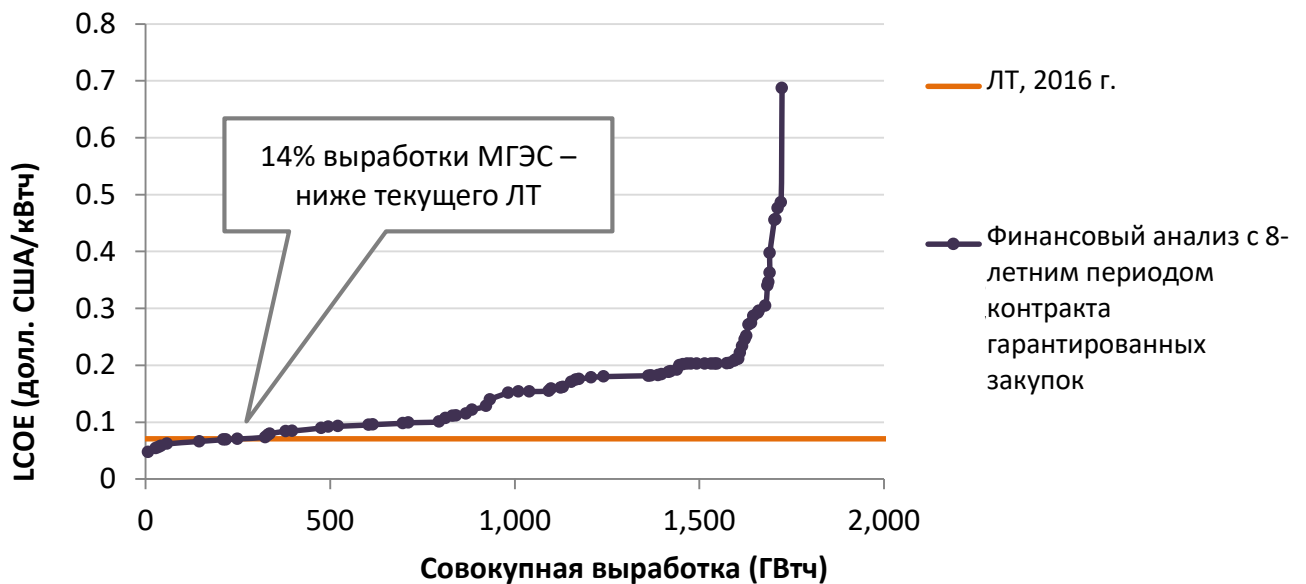
- T – определяемый тариф, выраженный в кыргызских сомах на один киловатт-час (в 2016 год значение тарифа составляло 4,70 сом/кВтч);
- T_1 – максимальный действующий тариф для конечного потребителя (2,24 сом/кВтч);
- k_0 – коэффициент, который отличается в зависимости от возобновляемого источника, используемого для выработки энергии; для гидроэнергетики значение коэффициента равно 2,1.¹⁷

На Рисунке 5.1 финансовые затраты на МГЭС сравниваются с ЛТ за 2016 год, который, с использованием текущей методики, должен будет составлять 0,07 долл. США/кВтч.¹⁸ Примерно 14 процентов производимой МГЭС электроэнергии являются финансово жизнеспособными при ЛТ, находящемся на этом уровне.

¹⁷ Для биомассы значение коэффициента составляет 2,75; для ветра – 2,5; для солнечной энергии – 6,0; и для геотермальной энергии – 3,35.

¹⁸ Во вставке 5.1 представлены предположения, используемые при расчете этого ЛТ.

Рисунок 5.1. Финансовая стоимость кривой предложения относительно ЛТ (8-летнее соглашение о гарантированной покупке электроэнергии)



Вышеупомянутым приказом ЛТ устанавливается на восемь лет. Таким образом, показанные на Рисунке 5.1 оценки затрат МГЭС предполагают 8-летний период окупаемости. Это означает, что за этот срок долевым и долговым инвесторам окупаются свои первоначальные инвестиции и получают требуемую прибыль. В начале 2017 года межправительственная рабочая группа обсуждала изменения в ЛТ, которые должны были включать в себя возможное увеличение периода гарантированной покупки. Влияние более длительных периодов гарантированной закупки на финансовую жизнеспособность МГЭС показано на Рисунке 5.2 и в Таблице 5.1. На Рисунке 5.2 показана кривая финансового предложения по отношению к ЛТ, предполагающая текущий 8-летний период гарантированной закупки, а также 10- и 15-летние периоды. При 10-летнем периоде гарантированной закупки 19 процентов потенциала выработки МГЭС оказываются ниже текущего ЛТ. При 15-летнем периоде ниже текущего ЛТ оказываются 28 процентов потенциала выработки МГЭС. В Таблице 5.1 в деталях показана доля жизнеспособных створов МГЭС и доля жизнеспособной выработки (в МВтч) в каждый период гарантированной закупки электроэнергии.

Рисунок 5.2. Финансовая стоимость кривой предложения относительно ЛТ (8-, 10- и 15-летний период)

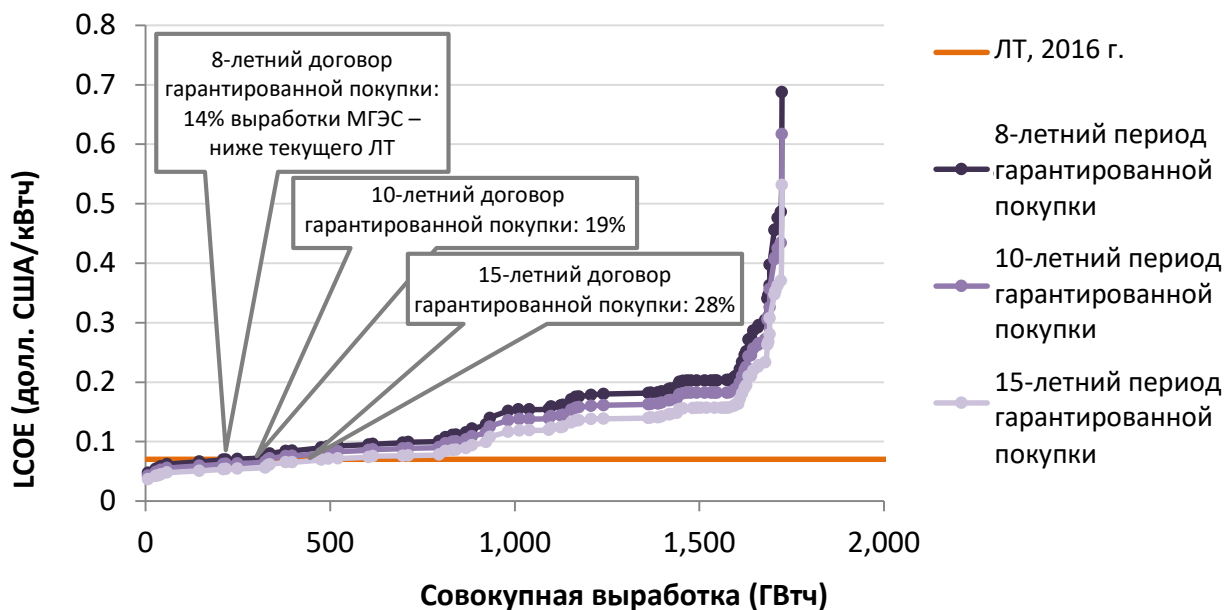


Таблица 5.1: Финансовая жизнеспособность МГЭС в 8-, 10- и 15-летние периоды (2016 г.)

	8-летний период		10-летний период		15-летний период	
	Жизнеспособная выработка (МВтч)	Жизнеспособные МГЭС (кол-во участков)	Жизнеспособная выработка (МВтч)	Жизнеспособные МГЭС (кол-во участков)	Жизнеспособная выработка (МВтч)	Жизнеспособные МГЭС (кол-во участков)
Жизнеспособность при ЛТ в 2016 году	14,44%	11,11%	19,20%	13,58%	27,62%	18,52%

Примечание: Значение процента жизнеспособной выработки электроэнергии обусловлено суммарной потенциальной выработкой, включенной в это исследование, а значение процента жизнеспособных МГЭС основывается на общем количестве потенциальных МГЭС, включенных в это исследование.

Однако уровень ЛТ и продолжительность периода гарантированной покупки, по-видимому, являются сдерживающим фактором для инвестиций в МГЭС в меньшей степени, нежели кредитоспособность покупателей электроэнергии, которыми, в случае Кыргызской Республики, являются четыре региональные распределительные компании (более подробно см. в Разделах 8 и 9). Еще одна ключевая проблема для осуществимости проекта МГЭС заключается в отсутствии индексации тарифа с учетом инфляции и колебаний обменного курса (см. Вставку 5.1).

Вставка 5.1: Разработка формулы расчета ЛТ

Существующая формула не позволяет автоматически корректировать тариф на ВИЭ с учетом инфляции и изменений в обменном курсе кыргызского сома по отношению к доллару США или какой-либо другой твердой валюте. В приказе, принятом в апреле 2016 года, указывается лишь то, что, в соответствии с

законодательством Кыргызской Республики, Госагентство по регулированию ТЭК должно пересматривать тариф на ВИЭ 1 августа каждого года. Поскольку в законодательстве Кыргызской Республики отсутствует однозначно сформулированная информация по данному вопросу, существует риск того, что такая ежегодная «ручная» корректировка может привести к потере доходов для энергокомпаний, производящих электрическую энергию с использованием ВИЭ.

Первоначальная методика расчета тарифов на ВИЭ, принятая 6 августа 2015 года, допускала частичную индексацию по следующей формуле:

$$T = T_1 \left[k_1 \frac{PI}{100} + k_2 \frac{ER_1}{ER_2} \right]$$

где:

T – установленный тариф (сом/кВтч);

T₁ – максимальное значение текущего тарифа для конечных потребителей без учета импортного компонента (сом/кВтч);

- T₁ = максимальный тариф * k₀, (коэффициент, значение которого для гидроэнергетики составляет 2,1)

K₁ - коэффициент, который корректируется с учетом фактического уровня инфляции и равен 0,5;

PI – индекс потребительских цен за предыдущий год;

K₂ – коэффициент, который корректируется с учетом обменного курса национальной валюты (кыргызского сома) к доллару США и равен 0,5;

ER₁ – среднеарифметический курс кыргызского сома по отношению к доллару США за предыдущий год;

ER₂ – среднеарифметический курс кыргызского сома по отношению к доллару США за год, предшествующий предыдущему.

Госагентство по регулированию ТЭК должно было каждый год пересматривать тарифы на ВИЭ, исходя из официальных данных об инфляции и изменениях в обменном курсе кыргызского сома по отношению к доллару США.

Формула, пересмотренная и доработанная Госагентством по регулированию ТЭК в апреле 2016 года,¹⁹ выглядит следующим образом:

$$T = T_m \times K,$$

где:

T – установленный тариф (сом/кВтч);

T_m – максимальное значение текущего тарифа для конечных потребителей²⁰ (сом/кВтч);

K – коэффициент, применяемый к максимальному значению текущего тарифа для конечных потребителей в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»:

- гидроэлектронергия – 2,1
- биомасса – 2,75
- ветер – 2,5
- солнечная энергия – 6,0
- геотермальная энергия – 3,35

Источник: Методика расчета тарифов на электрическую энергию, отпускаемую станциями, генерирующими электрическую энергию с использованием возобновляемых источников энергии, принятая в августе 2015 года и, впоследствии, пересмотренная в апреле 2016 года.

¹⁹ Изменения и дополнения внесены Приказом №3 от 11 апреля 2016 года.

²⁰ Новая формула относится к максимальному значению текущего тарифа для конечных потребителей, и на данный момент самым высоким является тариф для небытовых абонентов.

6 Бюджетная и финансовая нагрузка МГЭС

Уровень бюджетной и финансовой нагрузки МГЭС будет зависеть от уровня ЛТ, объемов выработки электроэнергии на МГЭС и того, насколько ЛТ отличается от средней стоимости выработки электроэнергии в Кыргызской Республике.

Можно привести экономический аргумент в пользу установления ЛТ на уровне, равном экономической стоимости электроэнергии с Бишкекской ТЭЦ (0,095 долл. США/кВтч или 34-процентное увеличение по сравнению с ЛТ за 2016 год). Стоимость электроэнергии с Бишкекской ТЭЦ – это наивысшая стоимость выработки электроэнергии, которой можно было бы избежать благодаря эксплуатации МГЭС.²¹ Таким образом, у Правительства Кыргызской Республики (ПКР) все основания для поощрения развития всех МГЭС, экономическая стоимость выработки которых ниже экономической стоимости выработки электростанций, определяющих цену при маргинальном ценообразовании. Электрическая энергия, генерируемая МГЭС – это та энергия, которую не нужно генерировать на Токтогульской ГЭС, и которая может храниться в его водохранилищах в виде воды. Вода, хранящаяся в Токтогульском водохранилище, в свою очередь, вытесняет необходимость эксплуатации Бишкекской ТЭЦ (или импорта электроэнергии). Вообще говоря, экономическая выгода от эксплуатации МГЭС равна разнице между экономической издержками этой МГЭС и экономическими издержками Бишкекской ТЭЦ как электростанции, определяющей цену при маргинальном ценообразовании. Исключения из этого общего утверждения заключаются в том, что, если МГЭС оказывается недоступной (например, из-за сезонного характера стоков), или если Токтогульское водохранилище наполняется, экономические выгоды от МГЭС оказываются равны нулю. Однако существующий в последние годы спрос на электроэнергию в Кыргызстане дает основание предполагать, что Токтогульское водохранилище вряд ли удастся полностью заполнить в будущем. Поэтому МГЭС могут пригодиться для того, чтобы способствовать поддержанию уровня Токтогульского водохранилища в состоянии готовности для удовлетворения большего количества часов пикового потребления в зимнее время.

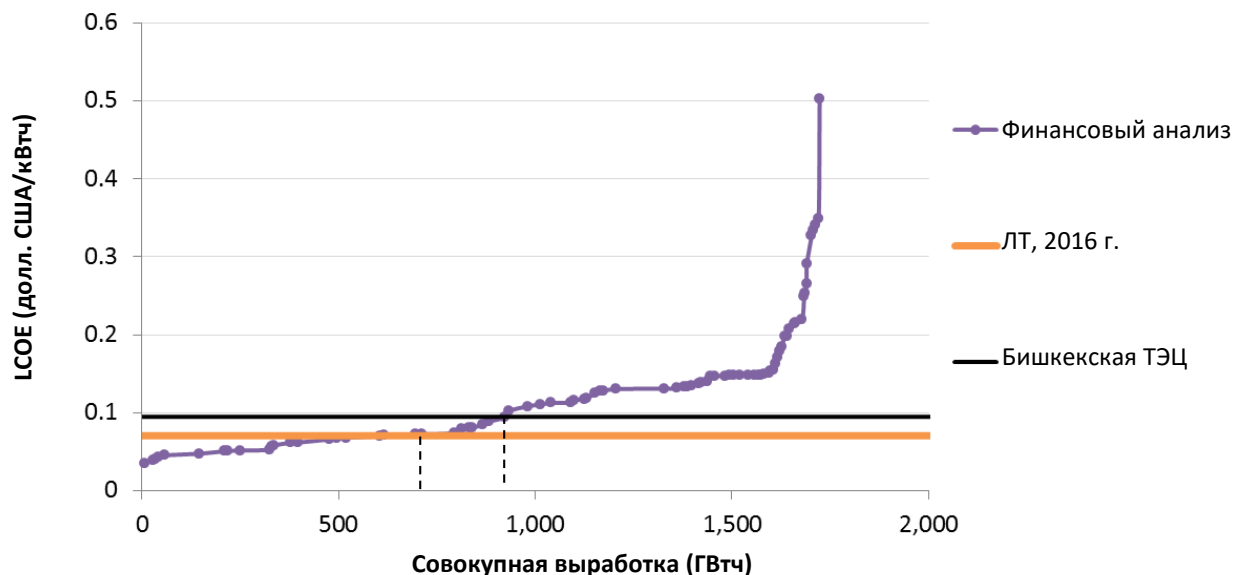
То, является ли нагрузка финансовой или бюджетной, зависит от того, (а) переносит ли ПКР более высокие затраты на выработку электроэнергии МГЭС на конечных потребителей в виде более высоких тарифов, или (б) субсидирует ли оно производство электроэнергии МГЭС, перенося на покупателей разницу между той ценой, по которой они приобретают электроэнергию у МГЭС, и теми доходами, которые они получают от потребителей за электричество, которое продают МГЭС. Также можно было бы рассмотреть некоторую комбинацию частичного переноса издержек (вариант (а)) и субсидий (вариант (б)).

Если бы ПКР установило ЛТ на уровне, равном экономической стоимости электроэнергии с Бишкекской ТЭЦ ($T_1 = 0,095$ доллара США), это привело бы к увеличению ежегодных финансовых затрат сектора, приблизительно, на 44,7 млн. долл.

²¹ Расходы на импорт также были рассмотрены в связи с нормированными издержками МГЭС (см. Рисунок 5.4), но затраты на импорт могут не представлять предельные издержки в последующие годы, поскольку Кыргызстану недавно удалось договориться с Казахстаном о более благоприятных, нежели изначально предполагалось, импортных ценах, а импорт из Таджикистана может стать более доступным благодаря инвестициям в передающую инфраструктуру, связанную с проектом CASA-1000.

США (или 0,0047 долл. США за киловатт-час энергии, потребленной в 2016 году, при условии добавления 922 ГВтч энергии, вырабатываемой МГЭС).

Рисунок 6.1. Финансовые затраты на выработку электроэнергии МГЭС по сравнению с текущим ЛТ и экономическими издержками Бишкекской ТЭЦ



Средний объем потребляемой домашними хозяйствами электроэнергии составляет примерно 4 900 кВтч в год, т.е. среднемесячный размер выставляемого домохозяйствам счета за электроэнергию (при текущих средних тарифах для бытовых потребителей, равных 1,029 сом/кВтч) составляет около 420 сом (примерно 6,30 долл. США).²² Добавление 0,0047 долл. США/кВтч (311 сом/кВтч) к тарифам для бытовых потребителей будет означать, что среднемесячный размер выставляемого счета составит 422 сома/кВтч, что на 0,5 процента больше той суммы, которую в настоящее время платят бытовые потребители. Текущие счета за электроэнергию малы и составляют, в среднем, лишь 2,5 процента общего бюджета домашних хозяйств.²³

7 Поэтапное распределение и определение последовательности развития МГЭС

Перспективные МГЭС, указанные в Разделе 3, в сумме составляют 409 МВт при предполагаемых инвестиционных затратах в размере около 1 млрд. долл. США. Из них, примерно 386 МВт (при инвестиционных затратах в размере 828 млн. долл. США) можно было бы освоить для производства энергии с НСЭ ниже экономической стоимости электроэнергии с Бишкекской ТЭЦ (максимальный ЛТ, рекомендуемый в Разделе 6).

²² Данные о среднем потреблении домашних хозяйств и среднем тарифе для бытовых потребителей основываются на технико-экономических показателях энергетического сектора за 2016 год.

²³ Всемирный банк: «Влияние повышения тарифов на электроэнергию и отопление на уровень бедности и доходы населения в Кыргызской Республике: анализ, основанный на данных обследования домохозяйств» (2016 год).

Однако теоретически обосновать экономическую необходимость введения более высокого ЛТ гораздо проще, нежели делать это на практике или обосновывать политическую необходимость. По вполне понятным причинам, в краткосрочной и среднесрочной перспективе ПКР может пожелать поставить более скромные цели, касающиеся МГЭС. Результаты анализа, проводимого в Разделах 4 и 5, говорят о том, что текущий ЛТ уже может быть достаточно высоким для привлечения в МГЭС определенного объема отраслевых инвестиций. Препятствием для инвестиций, о котором также говорилось в Разделе 5, является не столько уровень ЛТ или продолжительность периода окупаемости, сколько низкая кредитоспособность региональных распределительных компаний, выступающих в качестве покупателей электроэнергии. Правительству необходимо будет уделять первоочередное внимание мерам, направленным на улучшение их кредитоспособности, или другим механизмам, гарантирующим владельцам МГЭС получение оплаты за производимую ими электроэнергию.

ПКР может также рассмотреть – в качестве альтернативы ЛТ – возможность проведения отдельных тендеров для МГЭС на конкретных створах, участники которых будут соревноваться между собой на уровне тарифа, который они готовы принять (иногда такие тендеры называют аукционами или обратными аукционами). Если ПКР примет такой подход – проведение конкурса на разработку конкретных участков или предложение стимулов для развития конкретных объектов, – ему надо будет уделять приоритетное внимание освоению этих участков.²⁴ Главным приоритетом должны быть электростанции с готовыми технико-экономическими обоснованиями, поскольку вероятность скорейшего привлечения заинтересованных инвесторов у таких электростанций выше, нежели у электростанций, не имеющих ТЭО. Разумеется, инвесторы будут проводить свои собственные технико-экономические исследования, однако наличие уже готового ТЭО из независимого источника упрощает задачу определения створов в качестве потенциальных объектов для инвестиций и, скорее всего, будет способствовать скорейшему освоению таких участков.

Створы с совокупным потенциалом выработки порядка 120 МВт являются участками 1-го уровня, описываемыми во Вставке 3.1; из них, створы с общим потенциалом выработки порядка 40 МВт можно было бы освоить при финансовых затратах в размере, меньшем ЛТ за 2016 год. Поэтому целесообразно приступить к детальному выяснению того, имеются ли какие-либо серьезные экологические и социальные барьеры, препятствующие привлечению инвестиций в эти объекты, и начать разрабатывать механизм для устранения оставшихся нормативно-правовых барьеров. Известные створы с совокупным потенциалом выработки в размере около 185 МВт являются участками 2-го уровня (по которым имеются некоторые подробные данные); из них, при финансовых затратах в размере, меньшем ЛТ за 2016 год, можно было бы освоить створы с общим потенциалом выработки около 50 МВт. Правительству было бы целесообразно приступить к разработке технико-экономических обоснований для этих объектов. Створы 1-го и 2-го уровня перечислены в Таблице 7.1.

Может быть рекомендовано ПКР изначально сосредоточиться на створах с готовыми предварительными или полноценными технико-экономическими обоснованиями. К

²⁴ Применение ЛТ, по своей сути, не стимулирует развитие конкретных створов, однако отдельным створам может быть отдано предпочтение в плане предлагаемой государством поддержки.

такowym, в основном, относятся створы, обследованные компаниями Norconsult и Mercados. По створам, включенным в эти исследования, имеется достаточно полная техническая информация. Нормированная стоимость энергии (НСЭ) этих створов также, в целом, характеризуют диапазон НСЭ, определенных на кривой предложения, впервые представленной в Разделе 4. Створы, указанные на карте ПРООН, могли бы стать предметом последующих исследований.

На Рисунке 7.1 показаны НСЭ, на экономической основе, для створов МГЭС, определенных по каждому источнику. На этом рисунке также показаны створы, по которым были проведены альтернативные исследования – либо одним источником (например, компания Norconsult рассмотрела альтернативные варианты для одного объекта), либо между источниками (например, компания Mercados обследовала тот же объект, который уже был исследован компанией Norconsult).

Рисунок 7.1. Кривая предложения по источникам данных (экономический анализ)

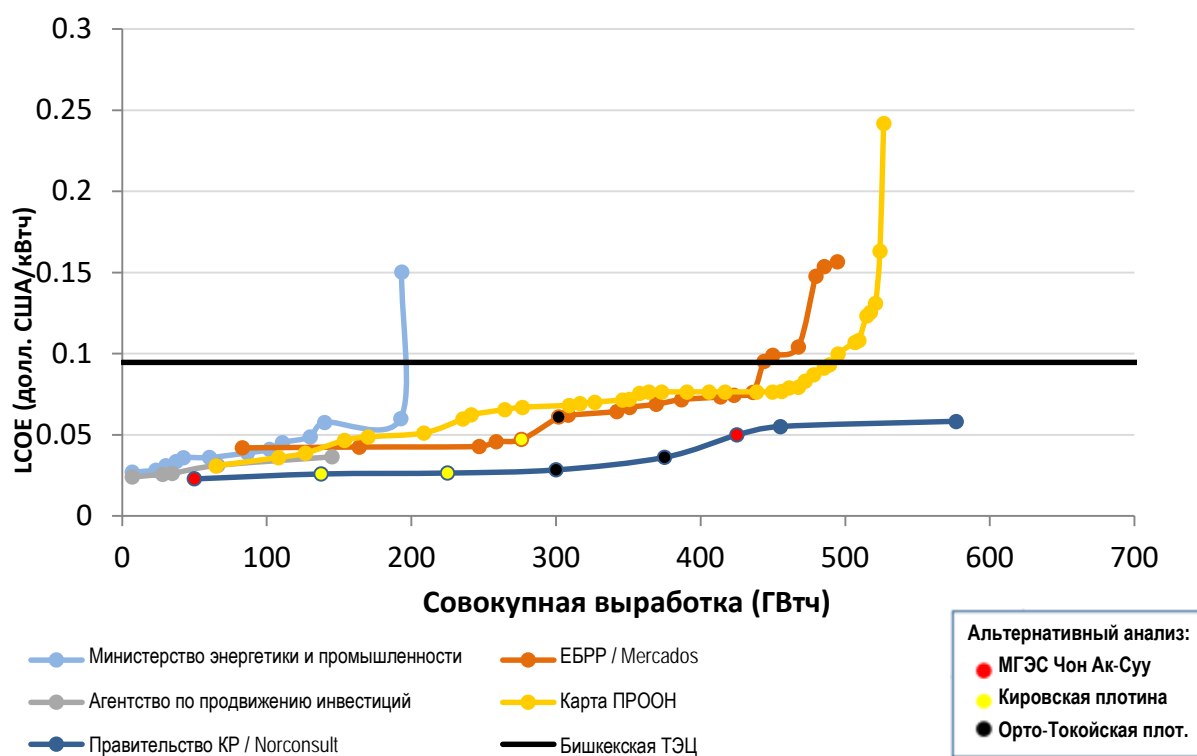


Таблица 7.1: Приоритетные створы МГЭС

Створы 1-го уровня	Источник	Чистая мощность (МВт)
Кировская плотина – передача выработки в Казахстан	ПКР/Norconsult	20,0
Орто-Токойская плотина – 1	ПКР/Norconsult	18,0
Итого		38,0
Створы 2-го уровня		
Плотина Сандалаш-1	Карта ПРООН	9,9

Плотина Жыптык	Карта ПРООН	4,2
Кировская плотина	ЕБРР/Mercados	21,0
Плотина Кара-Суу	Карта ПРООН	14,8
Всего		49,9

Примечание: Эти створы были приоритизированы исходя из финансовых затрат, уровень которых ниже ЛТ, рассчитанного с использованием методологии 2016 года. Эти расходы не корректировались с поправкой на текущий 8-летний период гарантированной закупки, предлагаемый в рамках ЛТ.

8 Рамочная основа политики и нормативно-правовая база

8.1 Национальная политика развития МГЭС

Наряду с разукрупнением электроэнергетического сектора, Правительство Кыргызской Республики последовательно называет развитие МГЭС одной из своих приоритетных задач. Несколько национальных политик и стратегий,²⁵ которые были приняты Жогорку Кенешем и Правительством, направлены на развитие благоприятных условий для привлечения частных инвестиций в строительство новых МГЭС и техническую модернизацию и реконструкцию заброшенных МГЭС. В частности, в начале реализации «Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на 2008-2010 годы» и «Стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2015 года»²⁶ рекомендовалась техническая модернизация, реконструкция выведенных из эксплуатации МГЭС и строительство новых МГЭС суммарной мощностью 187 МВт и годовой производительностью 1 млрд киловатт-часов.

«Программа развития малой гидроэлектроэнергетики в Кыргызской Республике на период 1999-2005 гг.» была нацелена на развитие малой гидроэлектроэнергетики для достижения большей сбалансированности между генерацией и потреблением электроэнергии в областях и снижения потерь при передаче и распределении электроэнергии. Эта Программа была разработана до разукрупнения «Кыргызэнерго» и предусматривала следующее:

- Восстановление и модернизация 9 электростанций (суммарной мощностью 42 МВт)
- Восстановление 20 ранее выведенных из эксплуатации или снесенных электростанций (суммарной мощностью 18,6 МВт)
- Строительство 26 электростанций на новых участках (суммарной мощностью 69 МВт)
- Строительство 7 электростанций на существующих водохранилищах, созданных для водоснабжения и орошения (суммарной мощностью 73,8 МВт).

Программа развития малой и средней энергетики²⁷ на период до 2012 года, которая была утверждена Президентом Кыргызской Республики в 2008 году, определяет частные инвестиции в качестве основного источника финансирования МГЭС и поощряет участие частного сектора в проектах, реализуемых по принципу государственно-частного партнерства²⁸ – таких как ВОТ (строительство – эксплуатация – передача), ВОО

²⁵ В Приложении Г приведен перечень программных документов, законов и правил, касающихся развития МГЭС.

²⁶ Утверждено постановлением Жогорку Кенеша Кыргызской Республики №346-IV от 24 апреля 2008 года.

²⁷ Программа развития малой и средней энергетики, утвержденная Указом Президента Кыргызской Республики №365 от 14 октября 2008 года.

²⁸ В 2012 году был принят Закон о государственно-частных партнерствах (ГЧП) в Кыргызской Республике с целью создания необходимой правовой основы для привлечения частных партнеров к проектированию, финансированию, строительству, восстановлению и реконструкции активов, а также к управлению существующими или вновь созданными активами, включая объекты инфраструктуры. Статья 3 этого Закона разрешает ГЧП в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

(строительство – владение – эксплуатация) и ВООТ (строительство – владение – эксплуатация – передача).

Амбициозные цели вышеупомянутых программ не были выполнены.

В 2015 году Правительство Кыргызской Республики одобрило Концепцию развития малой гидроэнергетики Кыргызской Республики до 2017 года,²⁹ а также план действий, предусматривавший разработку и внесение изменений в нескольких важных подзаконных актов с целью устранения барьеров, препятствующих развитию МГЭС. В Концепции также закладываются основы и обосновывается необходимость развития МГЭС, включая экономические, технические и технологические, экологические, социальные и гендерные аспекты. Вместе с тем, в Концепции признается необходимость разработки стратегии развития возобновляемой энергетики, включая малые ГЭС, которая до сих пор не реализована.

В конце 2015 года Министерство энергетики и промышленности было расформировано. Вопросы развития возобновляемой энергетики – а, вместе с ней, и акцент на развитии МГЭС – были переданы вновь образованному Государственному комитету промышленности, энергетики и недропользования в середине 2016 года.

8.2 Законодательство, регулирующее МГЭС

Законодательство, регулирующее сектор МГЭС, включает в себя: Закон об энергетике, Закон об электроэнергетике, Закон о возобновляемых источниках энергии, Закон о лицензионно-разрешительной системе, Земельный кодекс, Водный кодекс и ряд других нормативных -правовых актов, перечисленных в Приложении G. Закон «Об инвестициях в Кыргызской Республике» и Закон «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике» также имеют отношение к развитию МГЭС, поскольку создают общую основу для привлечения частного сектора к участию в проектах в Кыргызстане.

8.2.1 Определения

По состоянию на 2017 год, законодательство Кыргызской Республики содержит целый ряд определений – таких как «первичные энергетические ресурсы», «возобновляемый источник энергии», «гидроэлектроэнергия», «традиционный источник энергии» и «малые электростанции», – которые не дают последовательного определения и классификации гидроэлектростанций, имеющих право на поддержку, предусматриваемую Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии».

Общее понимание заинтересованных сторон заключается в том, что малые ГЭС (мощностью менее 30 МВт) имеют право на льготные условия, однако такое понимание не может быть в полной мере подкреплено существующими правовыми определениями.

В Статье 3 Закона Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» (Закон о ВИЭ) «гидроэнергия» определяется как энергия, произведенная гидроэнергетическими агрегатами, использующими энергию воды, которая, в свою

²⁹ Утверждено постановлением Правительства Кыргызской Республики №507 от 20 июля 2015 г.

очередь, определяется как один из типов возобновляемых источников энергии. Такое определение, которое не дифференцирует гидроэнергетические установки по размеру, может означать, что вся гидроэнергетика, включая крупные гидроэлектростанции, относится к возобновляемым источникам энергии и, следовательно, может иметь право на получение льгот, предусматриваемых законом о ВИЭ.

Далее, в той же статье, «традиционная энергия» определяется как энергия, получаемая из невозобновляемых ресурсов – в частности, из углеводородного сырья (уголь, нефть, газ) и гидроэлектростанций с установленной мощностью 30 и более мегаватт. Следует отметить, что в самом тексте закона этот термин не используется, а упоминается лишь в статье с определениями. Можно предположить, что намерение законодателей заключалось в том, чтобы освободить производящие «традиционную энергию» МГЭС с установленной мощностью выше 30 МВт от преференций и ограничить получателей поддержки микрогидроэлектростанциями с установленной мощностью менее 30 МВт, которые следует рассматривать как нетрадиционные. Тем не менее, в Законе о ВИЭ нет такого четкого юридического определения.

В Законе об электроэнергетике³⁰ гидроэлектростанции с установленной мощностью свыше 30 МВт определены как крупные электростанции, но отсутствует определение крупных гидроэлектростанций в качестве производителей традиционной энергии. В январе 2016 года в Закон об электрической энергетике была внесена поправка, которая дала «малым электроэнергетическим производственным мощностям» следующее определение: «гидроэлектростанции, тепловые электрические станции мощностью от 1 МВт до 30 МВт»,³¹ не включая в это определение электростанции мощностью менее 1 МВт. Эта поправка предусматривает правовую классификацию гидроэлектростанций на крупные и малые электроэнергетические производственные мощности, однако не уточняет, будут ли крупные электростанции/производители традиционной энергии освобождены от поддержки, предусматриваемой Законом о ВИЭ, и только малые электроэнергетические производственные мощности/производители нетрадиционной энергии имеют право на получение поддержки, предусматриваемой данным законом.

В Законе об энергетике³² энергия, вырабатываемая из воды, определяется и как первичный энергетический ресурс, и как возобновляемый энергетический ресурс. В этом законе говорится о том, что все первичные энергетические ресурсы, находящиеся на территории Кыргызской Республики, являются исключительной собственностью государства, и их использование, за исключением использования возобновляемых источников энергии, осуществляется на основании лицензии в соответствии с законодательством Кыргызской Республики. Исходя из вышеизложенного, данное положение создает путаницу относительно того, могут ли крупные гидроэлектростанции освобождаться от лицензирования так же, как и малые ГЭС.

Учитывая сложившееся общее понимание относительно того, на какой тип гидроэлектростанций распространяются преференции Закона о ВИЭ (МГЭС мощностью

³⁰ Статья 2 Закона Кыргызской Республики «Об электрической энергетике» (последняя редакция от 20 января 2016 года).

³¹ Статья 2 Закона Кыргызской Республики «Об электрической энергетике» (последняя редакция от 20 января 2016 года).

³² Статья 4 Закона Кыргызской Республики «Об энергетике», принятого 30 октября 1996 года (последняя редакция от 14 января 2015 года).

менее 30 МВт), описываемые несоответствия не обязательно представляют собой практическую проблему для развития МГЭС. Тем не менее, они демонстрируют отсутствие ясности в правовых определениях и отрицательно сказываются на согласованности и предсказуемости правовой базы в целом. Описанные расхождения могут также давать строителям гидроэлектростанций чуть больших размеров (например, мощностью 35 МВт) возможность требовать у государства предоставление им таких же преференций, которые предусмотрены для электростанций меньшего размера.

8.2.2 Основные законы, имеющие отношение к МГЭС

Закон об электроэнергетике устанавливает ряд положений, имеющих отношение к МГЭС:

- a) **Освобождение от необходимости получения лицензии на выработку электроэнергии**, произведенной из возобновляемых источников энергии (а также электроэнергии для собственных нужд, произведенной из любого источника энергии мощностью менее 1000 кВт). Однако электростанции на ВИЭ все же обязаны получать лицензию на *продажу* произведенной электроэнергии.³³ В Законе о лицензионно-разрешительной системе содержатся такие же положения.³⁴
- b) **Гарантии доступа третьих лиц к национальной сети электропередачи.**³⁵ Владелец лицензии на передачу электроэнергии по национальной сети электропередачи не вправе ограничивать доступ к национальной сети или навязывать необоснованные требования пользующимся национальной сетью или продающим ей электроэнергию субъектам.
- c) **Объявление о проведении тендера на строительство новых энергетических установок.**³⁶ Порядок проведения тендера, критерии отбора предложений и определения победителя должны определяться постановлением Правительства Кыргызской Республики. Постановление о тендерах на строительство МГЭС было принято Правительством Кыргызской Республики в марте 2017 года³⁷.
- d) **Требование относительно проведения предварительного исследования** относительно возможности использования воды в неэнергетических целях. Все затраты и потери местного населения, возникшие в результате строительства гидроэлектростанции, должны быть включены в смету строительства.³⁸

³³ Статьи 5 и 18 Закона Кыргызской Республики «Об электроэнергетике», принятого 28 января 1997 года (последняя редакция от 20 января 2016 года).

³⁴ Статья 15 Закона о лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике, принятого 19 октября 2013 года (последняя редакция от 28 мая 2015 года).

³⁵ Статья 13 Закона Кыргызской Республики «Об электроэнергетике».

³⁶ Статьи 19 и 20 Закона Кыргызской Республики «Об электроэнергетике».

³⁷ 24 марта 2017 года Правительство Кыргызской Республики своим Постановлением №175 утвердило Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике».

³⁸ Статья 10 Закона Кыргызской Республики «Об электроэнергетике».

- е) **Требование относительно проведения оценки воздействия на окружающую среду**³⁹ до начала строительства. Отчеты о результатах оценки должны предоставляться общественности, наряду с изучением общественного мнения.

Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»⁴⁰ устанавливает систему мер, стимулирующих развитие возобновляемых источников энергии – в том числе, МГЭС. Тем не менее, большинство перечисленных ниже положений еще не реализовано на практике:

1. **Механизмы стимулирования** для проектирования, строительства и эксплуатации установок, использующих возобновляемые источники энергии, такие как:
 - a. освобождение от таможенных пошлин при импорте и экспорте оборудования, установок и комплектующих изделий для ВИЭ;
 - b. освобождение от лицензирования выработки электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии;
 - c. гарантированный срок окупаемости проекта (не более восьми лет);
 - d. право продавать производимую электроэнергию потребителям на основании коммерческих договоров или использовать произведенную электроэнергию для собственных нужд;
 - e. гарантированное приобретение выработанной электроэнергии самой крупной распределительной электроэнергетической компанией в том административно-территориальном образовании, в котором располагается установка по использованию ВИЭ, – в том случае, если произведенная электроэнергия не была использована владельцем установки ВИЭ или не была поставлена потребителям на основании коммерческих договоров;
 - f. установление льготного закупочного тарифа на период окупаемости проекта (см. Раздел 6 выше);
 - g. по завершении срока окупаемости проекта тариф устанавливается Правительством Кыргызской Республики для каждой МГЭС в индивидуальном порядке на основании расчетов, учитывающих обоснованные затраты на выработку электроэнергии и элемент справедливой прибыли.
 - h. тарифы на электроэнергию, производимую с использованием ВИЭ, подлежат ежегодной индексации. Характеристики индексации в Законе не определены.
2. Подключение установки, использующей ВИЭ, к сетям той электроэнергетической компании, **затраты на подключение к сетям которой являются наименьшими;**
3. Обязанность владельца установки по использованию ВИЭ покрывать все затраты на строительство линий электропередачи до точки подключения к сети электроэнергетической компании;
4. **Гарантированный недискриминационный доступ** электроэнергии с использованием ВИЭ к сетям и обязанность национальных электрических сетей

³⁹ Статья 29 Закона Кыргызской Республики «Об электроэнергетике».

⁴⁰ Принято 31 декабря 2008 года (последняя редакция от 25 июля 2016 года).

и распределительных электроэнергетических компаний обеспечивать беспрепятственный транзит электрической энергии от производителей ВИЭ до потребителей.

5. **Компенсация дополнительных затрат распределительных электроэнергетических компаний** на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, посредством их включения в тариф распределительной компании.

Все эти положения могут быть реализованы лишь тогда, когда будут разработаны и приняты соответствующие подзаконные акты, которые пока отсутствуют.

Земельный и Водный кодексы устанавливают общие рамки использования воды и земли. В них пока еще нет четких процедур предоставления прав на воду и отвода земельных участков для строительства МГЭС (см. Раздел 9). Основные положения этих кодексов, имеющие отношение к МГЭС, заключаются в следующем:

1. Реки, озера, водохранилища, оросительные каналы, а также земли, занятые водными объектами или государственными ирригационными, дренажными системами и водохозяйственными сооружениями, классифицируются как земли водного фонда и являются исключительной собственностью государства.⁴¹
2. Земли водного фонда могут использоваться для строительства и эксплуатации сооружений, обеспечивающих удовлетворение энергетических потребностей – в том числе, с использованием возобновляемой энергии.⁴²
3. Вода считается природным ресурсом, поэтому водопользователи должны платить за пользование водными ресурсами⁴³ и имеют право на возмещение расходов, связанных с этими платежами.⁴⁴ Как описано в Разделе 9, в данный момент плата за пользование водными ресурсами для выработки электроэнергии не применяется.

В июне 2016 года в Земельный и Водный кодексы был внесен ряд изменений. В частности, в Статью 82⁴⁵ Земельного кодекса были внесены изменения с целью ввода новой категории – «земли энергетики», на которых разрешено строительство электростанций, включая объекты по использованию возобновляемых источников энергии. В Статью 92 Земельного кодекса были внесены изменения с целью разрешить использование земель водного фонда для строительства объектов, использующих возобновляемые источники энергии. В Водный кодекс были внесены соответствующие

⁴¹ Статья 4 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

⁴² Статья 90 Земельного кодекса Кыргызской Республики, принятого 2 июня 1999 года (последняя редакция от 30 июля 2016 года).

⁴³ Статья 48 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

⁴⁴ Статья 42 Закона о воде Кыргызской Республики, принятого 14 января 1994 года (последняя редакция от 30 июля 2013 года).

⁴⁵ Пункт 1-1, Статья 82, Земельный кодекс Кыргызской Республики, принятый 2 июня 1999 года (последняя редакция от 30 июля 2016 года).

изменения.⁴⁶ Для предоставления земель водного фонда под строительство объектов, использующих возобновляемые источники энергии, требуется особое решение Правительства.

Закон «Об инвестициях в Кыргызской Республике»⁴⁷ разрешает Правительству Кыргызской Республики заключать инвестиционные соглашения для реализации инвестиционных проектов, которые i) определены государственными программами развития в приоритетных областях; или ii) предлагаются по инициативе инвестора.

Инвестиционное соглашение может быть заключено путем прямых переговоров между Правительством и инвестором в том случае, если:

- a) сумма планируемых инвестиций в инвестиционный проект составляет не менее 50 миллионов долларов США; и
- b) инвестор обладает общепризнанной международной деловой репутацией, уникальными знаниями и опытом успешной реализации проектов в аналогичной сфере деятельности.

Однако инвестиционное соглашение, заключаемое между Правительством Кыргызской Республики и инвестором, не может устанавливать предоставление льгот и преференций, не предусмотренных законодательством Кыргызской Республики, включая установление тарифа, превышающего значение, указанное в Законе Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии».

Закон Кыргызской Республики «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике»⁴⁸ определяет государственно-частное партнерство (ГЧП) в качестве долгосрочного (до пятидесяти лет) взаимодействия между государственными и частными партнерами по вопросам привлечения государственным партнером частного партнера к проектированию, финансированию, строительству, восстановлению, реконструкции объектов, наряду с управлением существующими или вновь создаваемыми объектами – в том числе, инфраструктурными. Закон разрешает использовать ГЧП для инфраструктурных объектов и/или услуг в сфере выработки, передачи и распределения электрической и тепловой энергии. В законе о ГЧП нет никакого запрета на применение рамок ГЧП для развития малой гидроэнергетики.

Законом о ГЧП предусматривается государственная экономическая и финансовая поддержка,⁴⁹ а также ряд государственных гарантий для частного партнера и/или проектной компании.

⁴⁶ Статья 85 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

⁴⁷ Закон «Об инвестициях в Кыргызской Республике», №66, принятый 27 марта 2003 года (последняя редакция от 13 февраля 2015 года).

⁴⁸ Закон Кыргызской Республики «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике», №7, принятый 22 февраля 2012 года (последняя редакция от 22 июня 2016 года).

⁴⁹ Статья 14 Закона Кыргызской Республики «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике», №7, принятого 22 февраля 2012 года (последняя редакция от 22 июня 2016 года).

Частные партнеры вправе обратиться к государственному партнеру с предложением об инициировании проекта ГЧП.⁵⁰ В том случае, если государственный партнер принимает предложение частного партнера об инициировании проекта ГЧП, такой проект ГЧП подлежит участию в тендере и дальнейшему продвижению в порядке, предусмотренном Законом о ГЧП. Частный партнер, признанный победителем тендера, в целях реализации проекта ГЧП вправе учредить проектную компанию в соответствии с законодательством Кыргызской Республики. Государственный партнер вправе выступить соучредителем проектной компании при условии, что его участие не должно превышать одной трети доли участия в имуществе проектной компании и такое участие не запрещено законодательством Кыргызской Республики.

Ряд изменений и дополнений, внесенных в законодательство с целью совершенствования правовой базы МГЭС, вступил в силу 27 июня 2016 года.⁵¹ Изменения и дополнения были внесены в нижеследующие законы со следующими целями:

- a) **Земельный кодекс** – включить новую категорию (земли энергетики) и разрешить предоставление земель водного фонда во временное пользование для размещения объектов, использующих возобновляемые источники энергии, на основании решения Правительства Кыргызской Республики. Соответствующая поправка была внесена в Водный кодекс.
- b) **Закон о естественных монополиях** – обязать распределительные компании приобретать электроэнергию, произведенную с использованием ВИЭ, в соответствии с Законом о ВИЭ.
- c) **Закон о государственной статистике** – обязать Национальный статистический комитет создать и вести Регистр извлекаемых, генерируемых, ввозимых, обрабатываемых, преобразуемых, запасаемых и потребляемых возобновляемых источников энергии.
- d) **Закон о Национальной академии наук (НАН)** – добавить новые функции НАН – научные исследования в области ВИЭ и разработка научно-технических программ для реализации проектов в сфере ВИЭ.

Для совершенствования законодательной нормативной базы и практической реализации новых поправок необходимо разработать ряд подзаконных актов.

8.2.3 Планируемые правовые реформы

9 декабря 2016 года Жогорку Кенеш Кыргызской Республики разместил на своем вебсайте проект закона «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Кыргызской Республики в сфере возобновляемых источников энергии» для общественного обсуждения и консультаций. Предлагаемые поправки были разработаны небольшой рабочей группой, образованной Комитетом по топливно-

⁵⁰ Статья 20 Закона Кыргызской Республики «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике», №7, принятого 22 февраля 2012 года (последняя редакция от 22 июня 2016 года). Дополнительную информацию см. в Приложении 2.

⁵¹ Эти поправки были одобрены постановлением Правительства Кыргызской Республики от 15 июля 2015 года и позднее одобрены Жогорку Кенешем и подписаны Президентом Кыргызской Республики в июне 2016 года.

энергетическому комплексу и недропользованию Жогорку Кенеша Кыргызской Республики в июне 2016 года. В нее вошли, в основном, представители Ассоциации возобновляемых источников энергии Кыргызской Республики («ВИЭ КР») и частных инвесторов/разработчиков проектов в области МГЭС; на некоторых совещаниях присутствовали представители заинтересованной общественности.

Предлагается внести изменения и дополнения в следующие законы Кыргызской Республики:

- 1) Налоговый кодекс
- 2) Закон «О возобновляемых источниках энергии»
- 3) Закон «Об электроэнергетике»
- 4) Закон «Об особо охраняемых природных территориях»
- 5) Административной кодекс
- 6) Земельный кодекс.

Предлагаемые изменения и дополнения включают в себя следующие положения:

- Дополнительные льготы и преференции для ВИЭ;
- Продление льготного тарифного периода до 10 лет; установление по завершении льготного периода тарифа на ВИЭ для конечных потребителей на уровне максимального тарифа;
- Значительные улучшения и уточнения в процедуре отвода земель;
- Разъяснения о том, что строительство МГЭС должно осуществляться на основе процедуры конкурсных торгов;
- Создание механизма компенсации для распределительных компаний при покупке электроэнергии из возобновляемых источников – как часть национального тарифообразования для конечных потребителей электрической энергии;
- Первоочередные платежи за электроэнергию из ВИЭ на основании соглашения о покупке электроэнергии (СПЭ). Правительство должно будет утвердить типовое СПЭ;
- Приоритетный режим диспетчеризации электроэнергии из ВИЭ;
- Административные штрафы за неисполнение и/или ненадлежащее исполнение обязательств по покупке электроэнергии из ВИЭ;
- Закрепление за уполномоченным органом ряда функций/обязанностей по содействию и поддержке использования ВИЭ. Это подчеркивает необходимость четкой институциональной основы и государственной поддержки и надзора за ВИЭ.

Не было предложено никаких изменений или дополнений к Водному кодексу, и это говорит о том, что имеющиеся разработчики проектов не считают вопросы водопользования существенным препятствием.

Совокупность предлагаемых поправок демонстрирует растущий уровень понимания ключевых барьеров на пути развития ВИЭ. Однако инициированные Жогорку Кенешем поправки не могут быть приняты без согласования с Правительством, а по информации,

собранный в рамках работы над данным отчетом, обсуждение поправок не продвинулось.⁵²

8.3 Регулятивная база

Системная регулятивная база, регулирующая строительство и эксплуатацию МГЭС, до сих пор находится на стадии разработки. К тем немногим нормативным актам, которые действовали к концу 2016 года, относятся:

- 1) Положение о порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям, утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики от 28 июля 2009 года №476 (обсуждается в Разделе 9).
- 2) Методика расчета тарифов на электрическую энергию, отпускаемую станциями, генерирующими электрическую энергию с использованием возобновляемых источников энергии, утвержденная приказом №1 Госагентства по регулированию ТЭК от 6 августа 2015 года, с изменениями, внесенными 11 апреля 2016 года (обсуждается в Разделе 5).

При содействии Программы развития Организации Объединенных Наций (ПРООН), Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики разработало ряд нормативных актов, которые пока еще не завершены:

- a) Правила подготовки и заключения соглашения о водоснабжении;
- b) Положение о предоставлении земельных участков для строительства МГЭС;
- c) Правила технологического присоединения электростанций, электрических сетей и электроустановок потребителей к национальной энергосистеме и распределительным компаниям;
- d) Методика и порядок определения размера платы за присоединение МГЭС к сети;
- e) Типовое соглашение о покупке электроэнергии; и
- f) Типовое соглашение о поставках воды.

Согласно результатам произведенной для данного доклада оценки, проекты документов все еще нуждаются в существенном пересмотре и доработке с учетом вопросов, интересующих разработчиков МГЭС, финансирующих и других заинтересованных сторон, и для обеспечения возможности их практического применения.

8.4 Вопросы, проблемы и возможные рекомендации

8.4.1 Политика в отношении МГЭС

Несмотря на то, что вышеупомянутые стратегии, которые были приняты в Кыргызской Республике, задают количественные показатели развития МГЭС, они недостаточно четко формулируют основополагающую стратегическую цель развития ВИЭ в качестве неотъемлемой части развития энергетического сектора в целом. Как правило, МГЭС рассматриваются в качестве источников неосвоенного энергетического потенциала, и в

⁵² Насколько нам известно, описанные предлагаемые поправки не были одобрены Жогорку Кенешем Кыргызской Республики до начала парламентских каникул летом 2017 года.

большинстве стратегий определяется их количественный потенциал для дополнительного производства электроэнергии. Однако большинство МГЭС максимально загружены в летнее время, когда энергосистема Кыргызской Республики и так уже производит электроэнергию в достаточных объемах – как для внутреннего потребления, так и на экспорт (если позволяют гидрогеологические условия), тогда как в зимнее время система сталкивается с нехваткой электроэнергии. Анализ того, каким образом развитие ВИЭ могло бы оптимально способствовать преодолению основных проблем, испытываемых в электроэнергетике Кыргызской Республики, не был выражен в явной форме, равно как и не был четко прописан экономический анализ затрат и выгод МГЭС по сравнению с альтернативными вариантами энергоснабжения (и с учетом возможной экономии энергии). В отсутствие такого анализа остаются открытыми следующие вопросы, требующие четкого ответа:

- Как МГЭС могут повысить надежность энергосистемы страны, улучшить круглогодичное внутреннее энергоснабжение по всей ее территории, наряду с улучшением экологических и социальных условий жизни населения, и во сколько это обойдется?
- В каком объеме электроэнергии, производимой новыми МГЭС, энергетика страны нуждается прямо сейчас – в отличие от средне- и долгосрочной перспективы?
- Какие потенциальные створы ГЭС необходимо осваивать, и каковы их приоритеты? ГЭС какого типа (водохранилищные или русловые) являются наиболее привлекательными? В какой последовательности (очередность приоритетов) и в какие сроки?

Рекомендации

Кыргызская Республика извлечет для себя пользу из обновленной политики развития сектора МГЭС с четко определенными стратегическими целями, опирающимися на результаты обстоятельного экономического и технического анализа.

8.4.2 Общие вопросы, касающиеся энергетического сектора

Барьеры, мешающие притоку сторонних инвестиций в сектор МГЭС, связаны не только с нормативно-правовой базой, регулирующей МГЭС, но и с более фундаментальными вопросами энергетике. До тех пор, пока не будет сформулировано решение этих вопросов, малая гидроэнергетика Кыргызской Республики вряд ли будет привлекать разработчиков проектов, частных инвесторов и операторов без дополнительных стимулов и гарантий.

- **Проблема возмещения затрат.** Весь сектор электроэнергетики (производство, передача, распределение) страдает от недоинвестирования. Тарифы на электроэнергию малы и не покрывают все расходы на инвестиции и ЭИТО. Правительство понимает необходимость повышения тарифов на электроэнергию до уровня возмещения затрат, но это сложно в политическом отношении из-за опасений по поводу способности населения и промышленности оплачивать большие счета за электроэнергию. В сложившейся ситуации, преференциальные тарифы для МГЭС и других ВИЭ могут показаться слишком щедрыми и создать оппозицию.

- Проблематичность обеспечения выполнения коммерческих контрактов** является одним из весьма серьезных барьеров, препятствующих притоку частных инвестиций. После разукрупнения сектора АО «Электростанции» так и ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» столкнулись с такими проблемами как получение неполных и просроченных платежей от распределительных компаний (РК). Чтобы исправить сложившуюся ситуацию Правительство Кыргызской Республики открыло транзитный банковский счет в государственном «РСК Банке». Все наличные платежи от конечных потребителей распределительных компаний аккумулируются в «РСК Банке», который распределяет средства между генерирующими компаниями, НЭСК и РК на основании решений Госагентства по регулированию ТЭК.⁵³ При нынешней схеме расчетов РК не имеют никаких стимулов для снижения потерь, укрепления финансовой дисциплины и своевременного выполнения коммерческих контрактов. Несмотря на недавние улучшения в процедурах распределения средств, обеспечение исполнения коммерческих контрактов в энергетическом секторе по-прежнему остается проблематичным.
- Отсутствие механизма возмещения затрат на поддержку ВИЭ.** Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» обязует распределительные компании покупать электроэнергию, производимую электростанциями с использованием ВИЭ. Однако подобная система компенсаций пока не разработана и до тех пор, пока тарифная политика и общая основа возмещения затрат не будут пересмотрены, для распределительных компаний не будет ни стимулов, ни механизма обеспечения выполнения этого требования законодательства. Низкие тарифы на электроэнергию для конечных потребителей не позволяют покрывать инвестиционные затраты и расходы на ЭИТО в полном объеме, и не позволяют РК распределительным компаниям покрывать разницу между льготным тарифом на ВИЭ и ценой покупки электроэнергии, утвержденной Госагентством по регулированию ТЭК. Льготный тариф для ВИЭ является высоким по сравнению с ценой покупки электроэнергии, вырабатываемой национальной генерирующей компанией, которая одобрена Госагентством по регулированию ТЭК.⁵⁴ Если Госагентство по регулированию ТЭК не разработает четкие и реализуемые механизмы компенсации дополнительных затрат, понесенных распределительной компанией для приобретения электроэнергии, произведенной с использованием ВИЭ, распределительные компании будут продолжать «не приветствовать» производство электроэнергии с использованием ВИЭ, чем объясняются долгие процедуры и препятствия для подключения новых электростанций, а также неплатежи

⁵³ Регулятор определяет долю денежных средств, аккумулируемых на транзитном счете в «РСК Банке» среди компаний энергетического сектора, в соответствии с Положением о порядке расчета и распределения средств, утвержденным Правительством в мае 2016 года.

⁵⁴ Данный показатель варьируется от самого низкого (48,00 тыйын или 0,70 цента США – у «Джалалабадэлектро») до самого высокого (64,50 тыйын или 0,94 цента США – у «Северэлектро») по состоянию на 1 апреля 2016 года (обменный курс, действительный по состоянию на 1 сентября 2016 года: 1 долл. США = 68,899 сома).

или просроченные платежи за электроэнергию, произведенную с использованием ВИЭ.

Рекомендации

Новая политика в отношении МГЭС должна стать неотъемлемой частью общей стратегии развития электроэнергетической системы и улучшения функционирования электроэнергетики. Продуманная тарифная политика и механизмы возмещения затрат, наряду с должным образом управляемыми энергетическими компаниями с сильной финансовой дисциплиной и ответственными коммерческими операциями, являются необходимым условием для привлечения инвесторов в строительство новых МГЭС. Правительство Кыргызской Республики может принять следующие меры для улучшения сложившейся ситуации:

- Продолжать постепенное повышение тарифов на электроэнергию по всей цепочке поставок до уровня возмещения затрат, включая инвестиционную составляющую.
- Внедрять адресные меры социальной поддержки для семей с низкими доходами, нежели субсидировать электроэнергию для всех потребителей.
- В краткосрочной перспективе: внедрить четкий и осуществимый механизм компенсации дополнительных расходов, понесенных распределительной компанией на приобретение электрической энергии, произведенной с использованием ВИЭ; такие расходы должны быть включены Госагентством по регулированию ТЭК в тариф на электроэнергию для конечных потребителей и равномерно распределены между распределительными компаниями.
- В среднесрочной перспективе: стимулировать полностью коммерческие операции в электроэнергетике и обеспечить исполнение коммерческих контрактов. Между тем, для привлечения инвесторов необходимо рассмотреть вопрос о предоставлении платежных гарантий, подкрепленных государством, чтобы обеспечить инвестиционную привлекательность проектов МГЭС.

8.4.3 Правовая база МГЭС

В различных правовых актах сохраняются несоответствия или отсутствует ясность в отношении положений, касающихся МГЭС. В частности, нечеткие и противоречивые определения гидроэлектроэнергии и возобновляемых источников энергии создают неопределенность в отношении критериев отбора получателей поддержки в соответствии с Законом о ВИЭ. Законодательство о водопользовании и плате за водопользование также нуждается в гармонизации.

Применяемый в Кыргызской Республике подход к рассмотрению всех электростанций с установленной мощностью менее 30 МВт в качестве малых ГЭС отличается от передового опыта во всем мире. МГЭС большего размера (20-30 МВт) не испытывают такие же проблемы с развитием и воздействием на окружающую среду, как те, с которыми сталкиваются малые электростанции с мощностью 1 МВт или 100 кВт, поэтому имеет смысл дополнительно провести различия между правовым статусом – и, как следствие, требованиями в отношении разрешений/лицензирования – в зависимости от размеров электростанций.

В случае принятия предложений относительно внесения в законодательство изменений и дополнений, инициированных Жогорку Кенешем в 2016-2017 гг., это позволит улучшить и укрепить правовую и нормативную базу для ВИЭ, включая МГЭС.

Сложный и неясный процесс выделения земельных участков является одним из основных препятствий на пути развития МГЭС. Последние изменения и дополнения в Земельном кодексе, которые разрешают ввод новой категории земель (земли энергетики), является важным шагом вперед. Однако необходимы дальнейшие изменения в целях уточнения и упрощения процедуры в рамках более широких правовых реформ, которые упоминались выше.

На освобождении от уплаты таможенных пошлин, которое было разрешено законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии», может сказаться присоединение в 2014 году Кыргызской Республики к Таможенному союзу, образованному Россией, Казахстаном, Белоруссией и Арменией, и это может ограничить варианты импорта оборудования для развития МГЭС.

Рекомендации:

- ✓ Дополнительно провести различия между правовым статусом – и, как следствие, требованиями в отношении разрешений/лицензирования – в зависимости от размеров электростанций или характеристик, связанных с их экологическим и социальным воздействием. Может быть введено несколько подкатегорий – например, микро, мини и малые ГЭС, – наряду с различиями между слабым, средним и сильным воздействием.
- ✓ Продолжать правовые реформы в сфере ВИЭ в рамках открытых и прозрачных консультаций с основными заинтересованными в секторе сторонами и профильными учреждениями.
- ✓ Эти реформы должны быть нацелены на создание сбалансированной и устойчивой структуры, направленной на решение проблем – как частных, так и государственных субъектов.

9 Процессы регулирования по разработке проектов МГЭС

9.1 Обзор

В этом разделе описываются административные и регулятивные процедуры, которые необходимо пройти разработчикам для подготовки, строительства и эксплуатации МГЭС. Как уже упоминалось ранее, существующая нормативно-правовая база для МГЭС недостаточно развита – в частности, в том, что касается вторичного законодательства (подзаконных актов). В 2009 году Правительство Кыргызской Республики утвердило

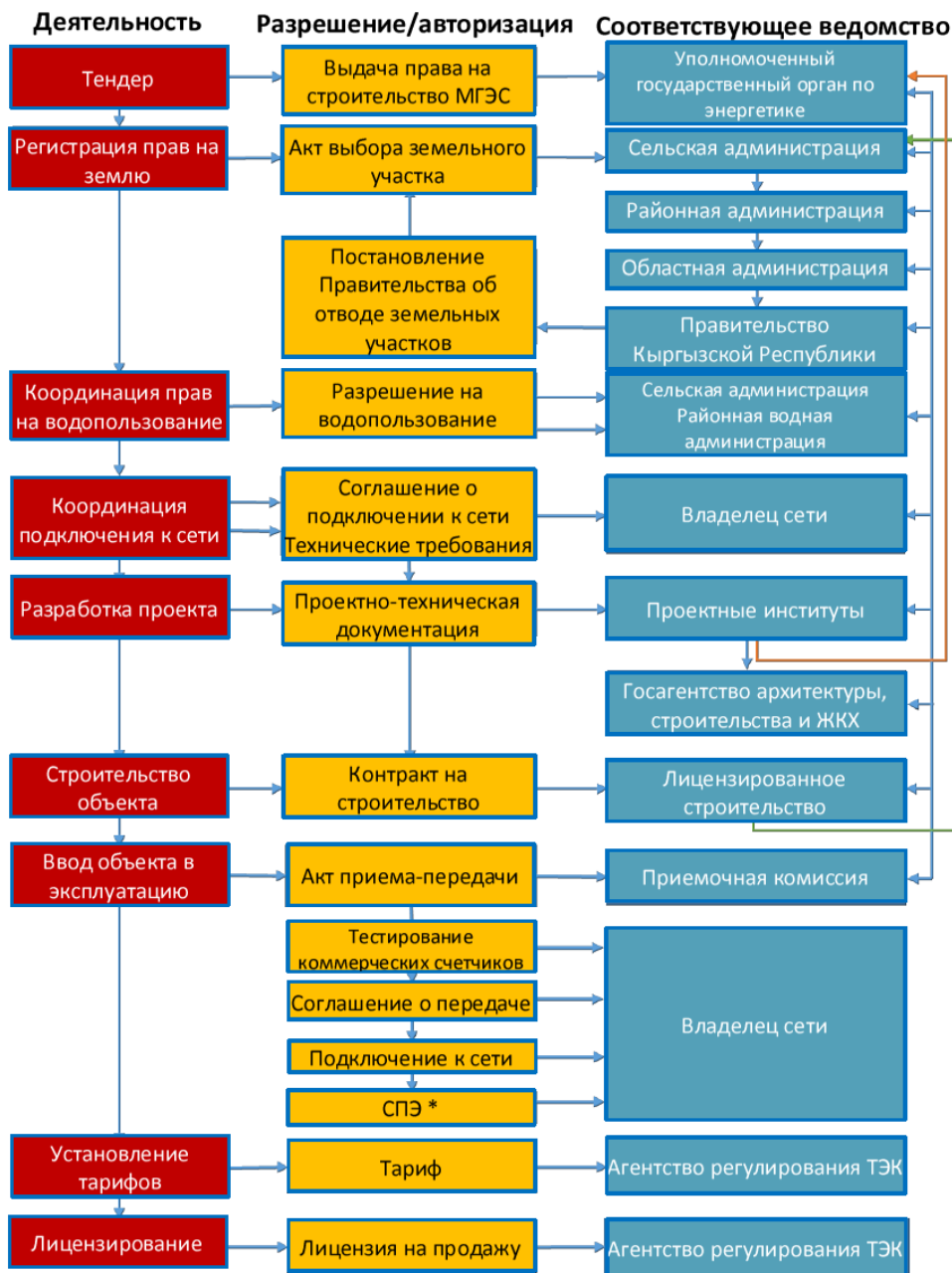
Положение⁵⁵ «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям» (Положение); Однако в этом документе не был рассмотрен целый ряд важных вопросов.

На Рисунке 9.1 показаны основные этапы разработки проекта МГЭС,⁵⁶ которые определены вышеупомянутым Положением и прочими действующими нормативными актами. Каждый из этих этапов более подробно рассмотрен ниже.

⁵⁵ Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

⁵⁶ Следующий процесс описывается, исходя из конкретных правил МГЭС; для более крупных электростанций (> 30 МВт) цикл будет аналогичным, хотя и, возможно, более сложным.

Рисунок 9.1: Цикл подготовки и реализации проектов МГЭС



* В том случае, если производимая электроэнергия продается владельцу сети.

Примечание: Правила не обязывают ни разработчика ВИЭ, ни местное проектное учреждение получать одобрение проектной документации. На этом рисунке мы предположили, что проектное учреждение получит такое разрешение от Государственного агентства архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства, что является обычной практикой в других странах региона.

В Таблице 9.1 представлены временные рамки получения административных и нормативных разрешений в соответствии с кыргызским законодательством.

Таблица 9.1: Сроки получения административных и нормативных разрешений

Разрешение/авторизация	Соответствующий орган	Срок, указанный в
------------------------	-----------------------	-------------------

		Законе
Решение о заключении контракта по результатам тендера	Уполномоченный государственный орган в энергетическом секторе	Как указано в тендерной документации ⁵⁷
Акт отвода земельного участка	Местная администрация, на основании постановления Правительства КР	Четко не указано Не менее 60-75 дней (может длиться несколько месяцев)
Разрешение на водопользование	Местная администрация	Четко не указано Не менее 60 дней (может длиться несколько месяцев)
Технические требования для технологического присоединения к сети	Сетевая компания	10 дней
Утверждение дизайна проекта	Государственное агентство архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства	60 дней
Акт приема-передачи	Приемочная комиссия	Не указано
Физическое подключение к энергосистеме	Сетевая компания	3 дня при условии полного соответствия требованиям к проектной документации и испытаниям
СПЭ и соглашение о передаче	Сетевая компания	N/A
Тариф	Госагентство по регулированию ТЭК	30 дней
Лицензия на продажу	Госагентство по регулированию ТЭК	30 дней

Вопросы и проблемы

- Отсутствует единственный нормативный документ, регулирующий полный цикл подготовки и реализации МГЭС. Информацию обо всех необходимых процессах и процедурах получить сложно, причем такая информация часто оказывается противоречивой или неясной, о чем более подробно говорится ниже. Для решения этой проблемы многие страны задействуют службы, работающие по принципу «единого окна», которые помогают разработчикам и инвесторам ориентироваться в нормативных требованиях для проектов в области ВИЭ (см. Вставку 9.1). В Кыргызстане такой службы нет.
- Из-за последовательности ключевых нормативных процедур разработчику чрезвычайно сложно – если не невозможно – получить коммерческое финансирование. Для того, чтобы сделать проект инвестиционно привлекательным и привлечь финансирование, разработчику требуется определенность в отношении следующих ключевых вопросов в самом начале процесса разработки проекта: i)

⁵⁷ Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №175 от 24 марта 2017 года (с изменениями, внесенными 14 июня 2017 года).

права на землю/воду и разрешение на строительство; ii) подключение к сети; и iii) соглашение о покупке электроэнергии и закупочный тариф. Тем не менее, в Кыргызстане уровень тарифа определяется и СПЭ подписывается уже после строительства электростанции.

Рекомендации

- ✓ Рекомендуется изменить временные рамки основных этапов: разработчик должен иметь возможность подписания СПЭ и получения льготного тарифа от Госагентства по регулированию ТЭК до начала строительства⁵⁸
- ✓ Необходимы четкие и прозрачные правила получения всех разрешений, авторизаций и лицензий с четкими требованиями в отношении составления заявок, ролями и обязанностями участвующих органов, и четкими сроками. В Таблице 9.2 перечислены основные особенности передовых разрешительных процедур.
- ✓ Нормативными актами должен быть предусмотрен механизм более эффективной координации процедур разработки МГЭС на национальном и местном уровнях.

Вставка 9.1: Единое окно или орган комплексного обслуживания: международный опыт

«Орган комплексного обслуживания» представляет собой координационный центр для инвесторов, заинтересованных в разработке и финансировании проектов в области ВИЭ в стране. Он предоставляет необходимую информацию и оказывает поддержку для содействия получению разрешений/авторизации проектов, связанных с ВИЭ. Он может существовать в разных формах – например:

- Веб-сайты или электронные справочники с картами процесса и контактными данными – такие как:
 - www.renewableenergy.go.ke
 - <http://russiagogreen.ru/ru/investorguide/>
- Государственный орган, который выступает в качестве «единого окна» для любого промышленного проекта, включая проекты в сфере ВИЭ:
 - Министерство торговли и промышленности (в Южной Африке)
- Конкретное энергетическое агентство или агентство по ВИЭ (комитет, департамент, служба):
 - Датское агентство энергетики
 - Гавайское государственное энергетическое управление
 - Управление освоения возобновляемых источников энергии при Министерстве энергетики и изменения климата Великобритании

Возможные функции единого окна заключаются в следующем:

- Предоставление подробной информации обо всех процессах и процедурах для строительства и эксплуатации электростанции, использующей ВИЭ
- Постоянное информирование участников рынка о новых нормах и правилах
- Оказание потенциальным инвесторам поддержки с получением всех соответствующих разрешений
- обработка заявок на получение различных разрешений

⁵⁸ Существует прецедент установления льготного тарифа для новой МГЭС до ее ввода в эксплуатацию и подписания СПЭ. Госагентство по регулированию ТЭК установило для ОсОО «Тегерментинские ГЭС» тариф в размере 4,7 сома (6,82 цента США), хотя электростанция еще находится на стадии строительства и с АО «Северэлектро» ведутся переговоры по СПЭ.

- налаживание связей между разработчиками/инвесторами и соответствующими органами и другими заинтересованными сторонами
- облегчение взаимодействия с соответствующими органами; содействие в разрешении споров
- Содействие властям в упорядочении административных процедур

Таблица 9.2: Особенности передовых разрешительных режимов по всему миру

Основные принципы нормативно-правовой базы	Контрольный список для оценки конкретных процедур
<i>Юридическая согласованность</i>	
Согласованность регулятивных норм с требованиями законодательства.	Требуется ли данная процедура законодательством? Существуют ли какие-либо несоответствия между различными нормативными и правовыми актами?
<i>Прозрачность</i>	
<p>Наличие и надежность информации о необходимых процедурах (стоимость, порядок и сроки подачи заявки, требования к информации, предварительные условия/очередность, критерии принятия решений и т.д.)</p> <p>Информация о проектах, получивших предварительную и окончательную авторизацию, и даты истечения срока их действия</p> <p>Информация о планируемом расширении национальных и региональных сетей</p> <p>На аукционах и тендерах: качество и прозрачность предмета торгов</p>	<p>Указаны ли в процедуре: (i) все документы, необходимые для подачи заявки; (ii) критерии принятия решений (в каких случаях может быть принято положительное/отрицательное решение?); (iii) доступные нормативные документы (например, форма заявки) и сроки, в которые можно ожидать ответы; (iv) стоимость для инвестора?</p>
<i>Институциональный потенциал</i>	
<p>Четкое разделение обязанностей между органами</p> <p>Адекватный технический потенциал разрешающих ведомств</p> <p>Отсутствие накладок или дублирования процедур и проверок между различными органами.</p>	<p>Какой орган отвечает за процедуру? Обладает ли он возможностями проведения процедуры в надлежащем порядке и в установленные сроки? Может ли этот орган полагаться на информацию и решения других органов?</p>
<i>Четкие сроки</i>	
<p>Четко обозначенные сроки, являющиеся реалистичными для разрешающих ведомств и разработчиков проектов</p> <p>Четкие положения для преобразования предварительного разрешения или лицензии на пользование ресурсами в полноценное разрешение – в тех случаях, когда это применимо</p>	<p>Определены ли в законодательстве четкие сроки выполнения всей процедуры и каждого из ее отдельных этапов? Что гарантирует соблюдение ответственным органом установленных сроков? Определены ли сроки действия лицензии/разрешения? Когда может быть аннулировано временное разрешение?</p>
<i>Консультации с общественностью</i>	
<p>Обязательные консультации с заинтересованными сторонами относительно ключевых решений, имеющих экологическое и социальное воздействие (если не реальные встречи, то эффективные виртуальные механизмы и публичные объявления)</p> <p>Четко определенные права заинтересованных сторон и порядок регистрации ими своих возражений</p>	<p>Требуется ли законодательством проведение консультаций с общественностью? Как и в какие сроки должны проводиться такие консультации?</p>
<i>Мониторинг и оценка</i>	
<p>Регулярная оценка</p> <p>Внешнее наблюдение за нормативной базой</p>	<p>Существует ли система мониторинга для наблюдения за процессом реализации и оценки эффективности и действенности процедуры?</p>
<i>Обеспечение исполнения и механизмы обжалования</i>	
<p>Положения, предусматривающие обеспечение соблюдения законов/нормативных актов</p>	<p>Существуют ли какие-либо штрафные санкции за несоблюдение законов/нормативных актов (например,</p>

Наличие механизма обжалования для инвесторов	если кто-то строит небольшую электростанцию без получения всех необходимых разрешений)? Существует ли механизм обжалования, и является ли он понятным и доступным для инвесторов?
--	--

Источник: Режимы выдачи разрешений и лицензирования проектов в области возобновляемой энергетики, Группа Всемирного банка, 2015 г.

9.2 Институциональная база

Правительство Кыргызской Республики определяет энергетическую политику и контролирует ее реализацию в соответствии с положениями Закона об энергетике и соответствующего законодательства. Правительство не вмешивается в оперативную деятельность энергетических предприятий напрямую, но регулирует различные аспекты функционирования энергетического сектора через министерства и ведомства.. В Таблице 9.3 перечислены функции различных государственных органов.

Таблица 9.3: Функции Правительства и государственных органов Кыргызской Республики в электроэнергетическом секторе по состоянию на сентябрь 2016 года

Орган	Функции	Правовая база
Правительство Кыргызской Республики	Предоставляет и передает имущественные права и права на использование водных, минеральных и других энергетических ресурсов	Закон об энергетике
	Обеспечивает стимулы и способствует формированию стабильного и благоприятного инвестиционного климата для топливно-энергетического комплекса	Закон об энергетике
	Утверждает функции и полномочия уполномоченных государственных органов в сфере энергетики и лицензирования	Закон об энергетике Закон о лицензионно-разрешительной системе
	Выделяет земельные участки из водного фонда во временное пользование	Земельный кодекс КР
	Устанавливает порядок проведения тендеров на строительство энергетических объектов и определяет критерии отбора заявок и победителей	Закон об электроэнергетике
Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования	- разрабатывает и реализует единую государственную политику в области изучения и рационального использования недр, водно-энергетических и топливных ресурсов, возобновляемых источников энергии и промышленного потенциала страны; - участвует в разработке стратегии эффективного развития промышленности, топливно-энергетического комплекса и недропользования;	Положение о Государственном комитете промышленности, энергетики и недропользования, утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики от 15 июля 2016 №401

	<p>- участвует в разработке и реализации межгосударственных программ и соглашений по наращиванию промышленного потенциала страны, эффективного использования водно-энергетических и топливных ресурсов, исследования недр и освоения минерально-сырьевых ресурсов;</p> <p>- создает условия для внедрения и использования возобновляемых источников энергии;</p>	
	<p>Регистрирует участки для потенциального строительства малых гидроэлектростанций и контролирует выполнение условий документов, которые были направлены на утверждение;</p> <p>- проводит ежегодные тендеры на строительство малых гидроэлектростанций, включенных в график строительства на пять лет;</p> <p>- оказывает содействие в принятии решений относительно выделения земельных участков для строительства объектов, использования водных ресурсов, рационального и безопасного подключения малых ГЭС к электрическим сетям;</p> <p>- ежегодно публикует в средствах массовой информации список малых гидроэлектростанций, которые будут построены в ближайшие пять лет;</p> <p>- выступает в качестве члена приемочной комиссии по приемке завершенных проектов строительства МГЭС</p>	<p>Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.</p>
Министерство сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности Кыргызской Республики	<p>Дает разрешение Департамента водного хозяйства и мелиорации Кыргызской Республики об отводе земель из водного фонда во временное пользование</p>	<p>Водный кодекс КР</p>
Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса	<p>Осуществляет лицензирование; устанавливает тарифы; решает споры;</p>	<p>Закон об энергетике;</p> <p>Закон об электроэнергетике</p>
Местные государственные органы	<p>Выделяют земли из водного фонда во временное пользование</p>	<p>Водный кодекс</p> <p>Земельный кодекс</p>
	<p>Выступают в качестве членов приемочной комиссии по приемке завершенных проектов строительства МГЭС</p>	<p>Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых</p>

		гидроэлектростанций к электрическим сетям»
Государственное агентство архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства при Правительстве Кыргызской Республики	<ul style="list-style-type: none"> - проводит экспертизу и одобряет проектную документацию; - определяет линии и границы зданий и сооружений, линий основных инженерно-технических систем коммунального хозяйства, а также линейные параметры залоговых обязательств; - выдает разрешения на строительно-монтажные работы на конкретных объектах; - участвует в работе комиссии по приемке законченных строительством объектов, - организует и участвует в разработке и осуществлении программ, проектов и мероприятий по энергосбережению и обеспечению энергетической эффективности в рамках деятельности Государственного агентства. 	<p>Положение о Государственном агентстве архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства при Правительстве Кыргызской Республики, утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №372 от 24 июня 2013 года</p> <p>Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям»</p>
	- выдает юридическим лицам лицензии на строительство ГЭС	Закон о лицензионно-разрешительной системе
Государственная инспекция по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики	<p>Надзор за:</p> <ul style="list-style-type: none"> - соблюдением требований к промышленной безопасности при строительстве, расширении, реконструкции, техническом перевооружении, эксплуатации, консервации и ликвидации малых ГЭС; - требования земельного законодательства по предотвращению самовольного захвата земельных участков, несанкционированного обмена и использования земельных участков в отсутствие правоустанавливающих и подтверждающих документов, а также в отсутствие документов, позволяющих осуществлять хозяйственную деятельность; - требования правил безопасной эксплуатации при строительстве, монтаже, наладке электрических сетей и 	<p>Положение о Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики, утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №136 от 20 февраля 2012 года</p>

	<p>оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> - соблюдение субъектами электроснабжения требований, устанавливаемых Правилами электромонтажных работ, Правилами технической и безопасной эксплуатации газовых, электрических и тепловых приборов, Правилами потребления и учета природного газа, электрической и тепловой энергии, техническими требованиями и другими нормативно-правовыми актами; - права юридических и физических лиц, которые являются водопользователями; - рациональное использование топлива, газа, электрической и тепловой энергии в процессе производства, передачи, распределения и потребления; - соблюдение норм, технических регламентов и других нормативно-правовых актов, касающихся эффективной и безопасной эксплуатации произведенного, реконструированного, отремонтированного и поставляемого энергетического оборудования, и проведение предприятиями, организациями и учреждениями испытаний используемых энергоемких установок и оборудования, вводимого в эксплуатацию, реконструируемого и модернизируемого; - проведение указанных в технических характеристиках мероприятий по допуску к эксплуатации вновь вводимых и реконструируемых электрических и тепловых энергетических установок в соответствии с нормативно-правовыми актами; - соответствие полностью построенных объектов проектной документации и нормативно-правовым актам; и - проведение строительных, берегоукрепительных, дноуглубительных работ, добыча песка и гравия, прокладка кабелей, труб и других линий связи на водных объектах; - обнаружение случаев несанкционированного водопользования, повреждения сооружений водной инфраструктуры и объектов водного фонда, нарушения правил и норм 	
--	--	--

	<p>технического обслуживания и безопасной эксплуатации;</p> <p>- участие в утверждении соответствующих документов в процессе передачи/перевода земель из одной категории в другую, и из одного типа владения в другой; и</p> <p>- участие в рассмотрении земельных споров.</p>	
<p>Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства при Правительстве Кыргызской Республики</p>	<p>Экологическая экспертиза (технико-экономическое обоснование и проектное решение для строительства, реконструкции, расширения, модернизации, консервации и ликвидации объектов, независимо от их сметной стоимости, ведомственной подчиненности и форм собственности, если их реализация может воздействовать на окружающую среду; проекты инвестиционных, комплексных и целевых социально-экономических, научно-технических и других национальных программ, связанных с использованием природных ресурсов).</p>	<p>Положение о порядке проведения государственной экологической экспертизы в Кыргызской Республике, утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №248 от 7 мая 2014 года</p>
<p>Центр по стандартизации и метрологии (ЦСМ) при Министерстве экономики Кыргызской Республики</p>	<p>Предоставление хозяйствующим субъектам метрологических услуг (калибровка, поверка средств измерений, сертификация испытаний и диагностика оборудования, и т.д.)</p>	<p>Положение «О Стандартизации и метрологии при Министерстве экономики Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №91 от 12 февраля 2010 года.</p>

9.3 Выбор створа и подготовка проектов МГЭС

Существующая нормативно-правовая база допускает несколько вариантов режима входа (механизм открытия рынка) для МГЭС, т.е. определяет то, как именно инвесторы/разработчики приглашаются к разработке проектов – например, делается ли это путем только лишь конкурсного отбора, или разрешены ли предложения по инициативе инвестора ? Недавно принятое Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике» регулирует, в основном, процедурные вопросы, и определяет, что тендеры проводятся по объектам, определенным уполномоченным государственным органом в области энергетической политики, исходя из рекомендаций научно-технического совета при этом

государственным органе.⁵⁹ В Приложении Н к настоящему докладу рассказывается о международном опыте работы с различными режимами входа для разработчиков проектов в области возобновляемых источников энергии. В Кыргызстане, в прошлом, несколько МГЭС были построены без проведения каких-либо тендеров. Однако Закон об электроэнергетике требует объявлять тендер на строительство новых генерирующих мощностей без указания пороговых значений мощности. Это означает, что конкурс должен проводиться до строительства любой электростанции, независимо от ее размера.

Вместе с тем, Закон об инвестициях предполагает, что относительно большая электростанция (или несколько небольших МГЭС) может быть построена в рамках инвестиционного соглашения между частным инвестором и Правительством Кыргызской Республики. Инвестиционное соглашение без проведения тендера может заключаться по проектам стоимостью 50 млн. долл. США и более.

Планом действий по возобновляемой энергетике на 2016 год предусматривалось принятие типового инвестиционного соглашения между Правительством и разработчиком проекта в области ВИЭ. В том случае, если такое типовое инвестиционное соглашение будет должным образом разработано, это может стать позитивным шагом для инвесторов (если оно будет подписано в начале процесса разработки проекта): это поможет обеспечить определенность по ключевым аспектам проекта, наряду с улучшением его финансовой привлекательности. Тем не менее, внедрение и исполнение таких соглашений может оказаться сложной задачей. Агентство по продвижению инвестиций (АПИ), которое подписывает инвестиционные соглашения от имени правительства, не имеет юридического права вмешиваться в деятельность отдельных юридических лиц: операторов передачи, распределительных компаний, местных органов власти (в ведении которых находится земля) и т.д. Таким образом, если какое-либо из этих лиц не выполняет обязательства или гарантии, предусмотренные Соглашением, в распоряжении АПИ нет инструментов для обеспечения исполнения Соглашения.

В соответствии с действующим Положением,⁶⁰ уполномоченный государственный орган в энергетическом секторе должен:

- Осуществлять регистрацию потенциальных объектов МГЭС. В настоящее время в официальный Регистр объектов МГЭС включены 63 потенциальных проекта.
- Составлять список объектов МГЭС, которые будут построены в течение следующих 5 лет, и ежегодно публиковать этот список в средствах массовой информации.
- Ежегодно проводить тендеры на строительство МГЭС, включенных в пятилетний список.

⁵⁹ Пункт 2 Положения «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике», утвержденного Постановлением Правительства Кыргызской Республики №175 от 24 марта 2017 года (с изменениями, внесенными 14 июня 2017 года).

⁶⁰ Пункт 5, Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

Предложения по инициативе инвестора относительно строительства МГЭС на створах, которые не были включены в опубликованный список, не запрещены, но и явно не разрешены.

Вопросы и проблемы

- Развитие малых ГЭС может происходить несколькими способами. Перечень объектов, по которым должен проводиться тендер, составляется уполномоченным государственным органом для каждого тендера на основе рекомендаций Научно-технического совета при этом государственном органе.⁶¹ Однако не ясно, могут ли проекты МГЭС также разрабатываться на основе незапрашиваемых предложений. предложений по инициативе инвестора.
- В нормативных актах не прописан процесс регистрации потенциальных проектов в сфере МГЭС. Например, не ясно, требуется ли для регистрации заверенное технико-экономическое обследование (ТЭО). Также неясно, будет ли такой регистр общедоступным.
- Нет никаких конкретных критериев отбора участков МГЭС из регистра для занесения в список, который должен публиковаться и выноситься на конкурсные торги.
- Нет никаких нормативных положений относительно требований к проведению технико-экономического обследования (ТЭО) для проекта МГЭС, по которому должен будет проводиться тендер. Не ясно, какой орган должен будет утверждать ТЭО.
- Одна из ключевых проблем развития МГЭС ненормативного плана заключается в том, что имеющиеся гидрологические данные во многих случаях являются устаревшими. Оценки гидроэнергетического потенциала на конкретных створах часто опираются на объемы летних стоков, в то время как данные об имеющихся водных ресурсах в зимний период отсутствуют.

Рекомендации

- ✓ Рекомендуется различать режимы входа для МГЭС по размерам проекта – например: i) тендеры только для крупных проектов; ii) регистрация/утверждение на основе критериев отбора для ГЭС среднего размера; и iii) упрощенный режим для микро-ГЭС.
- ✓ Рассмотреть возможность расширения существующих тендерных процедур с учетом передового международного опыта (см. Вставку 10.2).
- ✓ Если будет разрабатываться типовое инвестиционное соглашение для проектов ВИЭ, необходимо будет учитывать следующие критические элементы:
 - Кто будет иметь право на подписание Соглашения?
 - Как обеспечить реализуемость Соглашения на практике?
 - Как избежать чрезмерных условных обязательств для Правительства или РК?

⁶¹ Пункт 2, Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №175 от 24 марта 2017 года (с изменениями, внесенными 14 июня 2017 года).

Вставка 9.2: Международный опыт конкурсного отбора для проектов ВИЭ

В мире наблюдается усиливающаяся тенденция перехода от льготных тарифов (ЛТ) к аукционам, тендерам и конкурсным закупкам электрогенерирующих мощностей. Задача этих инструментов заключается в закупке новых генерируемых мощностей при наименьших затратах. Существует большое разнообразие типов, конструкций и деталей проведения аукционов или тендеров, специфика которых сугубо индивидуальна для каждой отдельно взятой страны. Одна из наиболее общей особенностей заключается в том, что цены на электроэнергию (или, в некоторых случаях, мощность) являются результатом конкурентных предложений, сделанных несколькими участниками. Это представляет собой более реалистичный и экономически эффективный способ установления закупочного тарифа, однако остальные характеристики вспомогательной структуры могут быть весьма похожи на режим ЛТ, и очень часто включают в себя долгосрочные СПЭ, приоритетную отправку, облегченный доступ к сети и т.д.

Эффективный аукцион или тендер зависит от целого ряда факторов, включая следующее:

- **Существование истинной конкуренции** – как местной, так и международной, – что является одним из факторов:
 - инвестиционной привлекательности энергетики страны в целом
 - дополнительных усилий по устранению барьеров, препятствующих проникновению в сектор новых/иностраных игроков
- **Нормативная прозрачность** и восприятие инвесторами справедливости процесса
- **Устранение риска занижения:**
 - квалификационных требований, предъявляемых к участникам торгов
 - строгих правил в отношении несоблюдения установленных требований – таких как гарантии и штрафы
- **Меры по снижению инвестиционных рисков** (= минимизации стоимости капитала)
 - Сильная правовая основа проведения конкурсов или аукционов
 - Инвестиционно привлекательные СПЭ
 - Суверенные гарантии; четкое определение обязательств
- **В том случае, если имеется локальный компонент**, целевые значения мощности должны реалистично отражать существующий в отечественном секторе потенциал реализации проектов. Рекомендуется предлагать стимулы, поощряющие применение местных комплектующих и материалов, нежели предъявлять требования относительно их применения.

9.4 Регистрация прав пользования водными и земельными ресурсами

Как описывается в Разделе 8, отсутствуют четкие положения и процедуры предоставления прав на водо- и землепользования для МГЭС. Кроме того, несоответствие между различными законами дополнительно усложняет подготовку и реализацию проектов.

Водопользование

С одной стороны, Водный кодекс Кыргызской Республики⁶² обязывает водопользователей обращаться за получением разрешения на водопользование в Государственную водную администрацию. В заявке необходимо указать, в числе прочего, объем воды, который планируется использовать, а также объем воды, который будет возвращен в водоток. Государственная водная администрация должна изучить участок и опубликовать заявку в местных средствах массовой информации. Все расходы на проведение экспертизы участка и публикацию заявки должны покрываться заявителем.⁶³ Государственная водная администрация должна согласовать данный вопрос с Правительством Кыргызской Республики, после чего направляет заявителю письменное решение о выдаче или отказе в выдаче разрешения на пользование водой. Весь процесс получения разрешения на воду занимает не менее 60 дней. С другой стороны, в соответствии с новым Законом о выдаче лицензий и разрешений,⁶⁴ для использования водных ресурсов не требуются лицензии/разрешения.

Закон об электроэнергетике требует проведения оценки возможности использования воды в неэнергетических целях. Водные ресурсы могут также использоваться в сельском хозяйстве, рыболовстве, туризме и транспортном секторе. В настоящее время Кыргызстан не имеет комплексного плана/стратегии управления водными ресурсами. Разработчик проекта строительства и использования ГЭС или любой другой пользователь не всегда знает о других возможных видах использования воды – в настоящее время или в будущем. Водным кодексом предусматривается приоритетный порядок использования воды из одного бассейна в различных целях: 1) для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд; 2) для орошения и водопоя скота; 3) для производства электроэнергии; 4) для промышленности, включая горную и аграрную промышленность.

Землепользование

В том, что касается отвода земель для строительства МГЭС – имеется лишь общая процедура предоставления земель из Водного фонда во временное пользование. Согласно Земельному кодексу, период временного (срочного) пользования земельным участком не может превышать 50 лет, однако с согласия сторон он может быть продлен.⁶⁵

Земли водного фонда могут быть предоставлены во временное пользование для строительства и эксплуатации МГЭС на основании решения Правительства Кыргызской Республики.⁶⁶ Для того, чтобы приступить к этому процессу, разработчику МГЭС необходимо обратиться в сельскую администрацию и территориальный («районный») орган водной администрации. Местные власти должны будут согласовать заявку с

⁶² Статья 26 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

⁶³ Статья 29 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

⁶⁴ Закон Кыргызской Республики «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике», принятый 19 октября 2013 года (последняя редакция от 28 мая 2015 года).

⁶⁵ Статья 7 Земельного кодекса Кыргызской Республики, принятого 2 июня 1999 года (последняя редакция от 30 июля 2016 года).

⁶⁶ Статья 85 Водного кодекса Кыргызской Республики, принятого 12 января 2005 года (последняя редакция от 6 апреля 2017 года).

Департаментом водного хозяйства Министерства сельского хозяйства Кыргызской Республики и Национальной комиссией по распределению земельных участков.

Однако, в том случае, если участок МГЭС будет принадлежать к другой категории земель – например, к категории земель лесного фонда или особо охраняемых природных территорий, – существует необходимость передачи/преобразования типа земельного участка в соответствии со специальной процедурой, установленной законом о передаче (преобразовании) земельных участков⁶⁷ и описываемой во временном положении о порядке передачи/преобразования земельных участков.⁶⁸ Этот сложный процесс займет не менее 75 дней.

Вопросы и проблемы

- Отсутствуют четкие правила выделения земельных участков для строительства МГЭС.
- Не ясно, требуется ли разрешение на пользование водой для выработки электроэнергии. В международной практике, как правило, требуется официальное разрешение на использование определенного объема воды. Такие правила применяются не только в государственных интересах, но и в интересах инвестора: они представляют собой юридический и договорный инструмент в случае конфликта, связанного с использованием воды с другими возможными водопользователями, расположенными выше или ниже по течению. Проблемы, связанные с использованием водных ресурсов, становятся все более спорными, по мере того как в речные бассейны добавляется все больше МГЭС.
- В отсутствие четких нормативных положений, процесс координации с местными органами власти зачастую оказывается медленным и открытым субъективным суждениям и задержкам.

Рекомендации:

Необходимо уточнить и оптимизировать процесс выделения земли для строительства МГЭС. В нормативных положениях необходимо четко указать роли и обязанности соответствующих органов, требования в отношении подачи заявок и четкие сроки принятия решений. Правила выделения земель должны разрабатываться в одном пакете с правилами проведения тендерных процедур (см. Раздел 9.3).

Не рекомендуется упразднять разрешение на использование воды для выработки электроэнергии; имеет смысл уточнить, упростить и оптимизировать процедуру его получения.

Может существовать потребность в более систематизированной оценке экологических и социальных последствий, включая совокупные последствия разработки нескольких МГЭС в пределах одного и того же речного бассейна. В среднесрочной перспективе

⁶⁷ Принят 15 июля 2013 года.

⁶⁸ Утвержден Постановлением Правительства Кыргызской Республики №169 от 19 марта 2014 года.

правительству необходимо рассмотреть вопрос относительно стратегии комплексного управления водными ресурсами.

Вставка 9.3: Получение прав на использование земель в Казахстане

Разработчики и инвесторы в Казахстане, опрошенные МФК в 2015 году, не отнесли отвод земель к числу серьезных препятствий (хотя другие вопросы и проблемы по-прежнему сдерживают частные инвестиции в производство электроэнергии из возобновляемых источников).

Этапы и процедуры получения права землепользования (для земель общего пользования):

- ✓ Инвестор подает **заявку** в местный исполнительный орган (МИО). Департамент земельных отношений и Департамент архитектуры и муниципального планирования рассматривают заявление, и МИО выносит решение о том, что участок может быть выделен под строительство объекта, использующего ВИЭ (2 месяца).
- ✓ Инвестор разрабатывает **план землепользования** путем найма лицензированного субъекта или Научно-производственного центра земельного кадастра. Департамент земельных отношений утверждает план, а местный исполнительный орган **предоставляет права на земельный участок** (7 рабочих дней).
- ✓ Инвестор проводит **размежевание границ земельного участка** (в течение 1 месяца).
- ✓ Инвестор и местный исполнительный орган подписывают **договор купли-продажи или аренды для землепользования**, на основании которого Научно-производственный центр земельного кадастра присваивает **земельному участку соответствующий идентификатор**.
- ✓ Инвестор обращается в Центр обслуживания населения за **государственной регистрацией прав на земельный участок**.

Разработчик может сначала бесплатно провести проектирование и измерения на участке, а затем оформить права на дальнейшее использование земли – в том случае, если им будет принято решение относительно продолжения работы над проектом. Однако в данном случае он не обладает эксклюзивными правами на земельный участок. Это рассматривается как потенциальный риск, и некоторые разработчики предпочитают получать полные права землепользования даже на начальных этапах развития проекта. В целом, процедуры хорошо задокументированы в соответствующих законах и нормативных актах, с четким определением обязанностей и сроков.

9.5 Проектирование МГЭС и технологическое присоединение к электрическим сетям

Разработчик МГЭС обращается к владельцу электрических сетей в той области, на территории которой будет построена МГЭС, и к уполномоченному государственному органу по энергетике для согласования вопросов технологического присоединения к сетям. Затем разработчик МГЭС заключает с сетевой компанией соглашение о присоединении к сети. В этом соглашении определяется стоимость подключения, которая должна оплачиваться разработчиком. Отсутствует четкая и прозрачная методика расчета размеров такой платы за подключение. Хотя Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» предусматривается, что

подключение установки, использующей ВИЭ, должно производиться к сетям той электроэнергетической компании, затраты по подключению к сетям которой будут наименьшими и, эти положения не всегда реализуются на практике, а сетевая компания принимает решение о стоимости подключения в одностороннем порядке.

В течение 10 дней с момента подписания договора о подключения к сети сетевая компания издает набор технических требований, которые должны соблюдаться при проектировании МГЭС, оборудования для подключения к сети и прочих объектов.⁶⁹

Разработчик МГЭС, вместе с сетевой компанией, заключают с лицензированной проектной организацией договор⁷⁰ на проектирование МГЭС и сопутствующего оборудования и сооружений. Проектная организация должна сообщить уполномоченному государственному органу в энергетическом секторе о заключенном контракте с указанием: i) предусматриваемых контрактом сроков проектирования и ii) запланированных сроков строительства МГЭС (когда проектирование будет завершено).

Закон об электроэнергетике требует проведения оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) до начала строительства новой гидроэлектростанции. Отчеты с результатами оценки должны обнародоваться и подлежат общественному рассмотрению. Однако в правилах не указан порядок проведения такой оценки. Аналогично, закон требует проведения оценки водных ресурсов в целях, отличных от целей их использования для выработки электрической энергии (см. Раздел 9.4), однако не ясно, на каком этапе и в соответствии с какими процедурами должна проводиться такая оценка. Если проект строительства ГЭС причиняет вред другим существующим водопользователям и не соответствует экологическим требованиям, он, в принципе, не получит одобрения по итогам экологической экспертизы. Однако общественные слушания в рамках ОВОС и экологической экспертизы проводятся непосредственно перед строительством ГЭС, когда уже слишком поздно менять участок и дизайн проекта.

Вопросы и проблемы

⁶⁹ Объем и содержание технических требований указаны в пункте 7 Положения «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденного Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

⁷⁰ Пункт 9, Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

- Отсутствует утвержденная методология определения размеров и порядка оплаты за присоединение к сети новых генерирующих мощностей. Сетевая компания может потребовать от разработчика МГЭС высокую плату за присоединение для покрытия, например, затрат на модернизацию сети или подстанций. В том случае, если к одной и той же подстанции подключено несколько электростанций, отсутствует методика распределения между ними общей стоимости модернизации. Несмотря на то, что в пункте 8 Правил предпринимается попытка определить круг возможных вариантов модернизации сети, на практике разработчик МГЭС оставлен на усмотрение владельца сети, и не существует никаких механизмов гарантирования обоснованности требований владельца сети.
- В процессе координации с сетевой компанией нередко возникают необоснованные задержки.
- Имеются местные проектные институты, утверждающие, что имеют необходимую лицензию, однако за последние 10 лет было спроектировано очень мало МГЭС. Таким образом, нет никаких результатов, которые могли бы продемонстрировать качество проделанной ими проектной работы. Проекты, которые были разработаны более десяти лет тому назад, свидетельствуют об отсутствии или очень низком местном потенциале в части проектирования. Все реализованные МГЭС имели значительный компонент иностранных консультаций. Попытки привлечь местные проектные институты требовали значительного надзора и укрепления потенциала со стороны международных экспертов.
- Пока неясно, отвечает ли разработчик ВИЗ или привлеченный по контракту проектный институт за получение одобрения проектной документации (такое одобрение требуется в соответствии с Положением об Агентстве архитектуры, строительства и коммунального хозяйства).
- Не ясно, какая организация и на каком этапе развития отвечает за оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС) и координацию разработки проекта с соответствующей инспекцией по охране окружающей среды и технической безопасности. То же самое относится и к неопределенности требования относительно проведения оценки водных ресурсов в целях, отличных от выработки электрической энергии.
- В Кыргызстане недооценивается значение и роль инженера собственника (Owner's Engineers) МГЭС. Кроме того, структура тарифов вряд ли позволяет разработчикам МГЭС покрывать расходы, связанные с участием независимых инженерно-технических консультантов. Только лишь финансируемые МФИ проекты привлекают независимую третью сторону к рассмотрению проектной документации и/или оценке эффективности технических и строительных подрядчиков.

Рекомендации

- ✓ Необходимо принять и обеспечить соблюдение правил с подробным описанием процедуры присоединения, включая выбор ближайшей точки подключения, методологию определения платы за подключение, распределение затрат в случае подключения к одной и той же подстанции нескольких электростанций, перечень технических требований для подключения и другие детали.

- ✓ В правилах должны быть предоставлены четкие сведения обо всех остальных этапах разработки проекта (ОВОС, утверждение ТЭО, присоединение к сети и т.д.), включая данные о соответствующих органах, их обязанностях, процедурах подачи/одобрения заявлений, затратах и сроках.
- ✓ Важно обеспечить надлежащую оценку и устранение экологических и социальных последствий строительства и работы МГЭС. Требования к ОВОС могут отличаться в зависимости от размера объекта и применяемых технологий (с водохранилищем или без).

9.6 Строительство, присоединение к сети и ввод в эксплуатацию

Разработчик МГЭС и сетевая компания заключают договор со строительной компанией,⁷¹ сертифицированной для выполнения работы, указанной в проектной документации, а также нанимают дизайнера проекта для контроля над проектом в ходе строительства, установки и монтажа оборудования.

Строительная компания, с которой заключен контракт на строительство МГЭС, должна официально уведомить уполномоченный государственный орган в области энергетики и Государственное агентство архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства о подписанном контракте и предусматриваемых контрактом сроках строительства, а также, по завершении строительных работ, о завершении строительства МГЭС.

В течение одного месяца после завершения строительства застройщик МГЭС должен сформировать Приемочную комиссию,⁷² состав которой определен Положением⁷³ и включает в себя представителей уполномоченного государственного органа в области энергетики.

⁷¹ Пункт 11, Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

⁷² Членство в приемной комиссии указано в пункте 13 Положения о порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям, утвержденного Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

⁷³ См. некоторые выдержки из Положения в Приложении 5.

Комиссия по приемке законченного строительства рассматривает проектную документацию⁷⁴ и оценивает качество строительства. В том случае, если приемная комиссия выносит положительное заключение, она выдает акт приема-передачи электростанции, который является формальным основанием⁷⁵ для выдачи Госагентством по регулированию ТЭК лицензии на продажу электроэнергии. Полное соответствие проектной документации также является основой для приемки владельцем сети заявки на технологическое присоединение к сети.

Для присоединения к сети разработчик МГЭС предпринимает несколько шагов:

- a) Как описано выше, получает акт приема-передачи, в котором указывается, что сеть от данного объекта до точки межсетевое подключения построена в соответствии с техническими требованиями, установленными сетевой компанией;
- b) Обращается за параметрами релейной защиты, получает их от сетевой компании и реализует их;
- c) Разрабатывает и координирует с сетевой компанией правила работы для диспетчеризации электрической энергии;
- d) Обращается за тестированием, регистрацией и герметизацией приборов коммерческого учета;
- e) Заключает договор о передаче и распределении электроэнергии для осуществления поставки электроэнергии конечному потребителю (в том случае, если производимая электроэнергия не реализуется напрямую сетевой компанией);
- f) Подает в сетевую компанию заявку на физическое подключение к сети и предоставляет копии следующих документов:
 - протокол тестирования приборов коммерческого учета;
 - договор о передаче и распределении электроэнергии;
 - акт приемки-передачи построенного объекта.

При условии полного соответствия вышеперечисленной проектной документации,⁷⁶ электросетевая компания должна физически присоединить МГЭС к своей сети в течение трех дней с момента подачи заявки.

Вопросы и проблемы

- Опыт показывает, что качество местного строительства является очень низким, и это может приводить к задержкам и перерасходу средств в связи с необходимостью

⁷⁴ Перечень документов, подлежащих рассмотрению приемочной комиссией, указан в пункте 14 Положения «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденного Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.

⁷⁵ Пункт 14, Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года. См. некоторые выдержки из Положения в Приложении 5.

⁷⁶ Указано в пункте 14 Положения «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденного Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года. См. некоторые выдержки из Положения в Приложении 5.

устранения выявленных недостатков. Низкий местный технический потенциал может потребовать привлечения дополнительных опытных зарубежных специалистов и, следовательно, к увеличению стоимости реализации.

- Низкий потенциал строительных компаний и надзорных органов в части обеспечения качества строительных работ и оборудования может создавать дополнительные риски для разработки проектов МГЭС на существующих ирригационных водохранилищах. Поскольку крупные ирригационные водохранилища являются объектами стратегического значения, может быть желательно привлекать независимые международные компании для осуществления надзора за проектированием, закупками и строительством новых проектов МГЭС на ирригационных водохранилищах. Однако это приведет к увеличению стоимости реализации.
- Государственное агентство архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства требует плату за надзор за строительством, размер которой определяется в процентном отношении к сметной стоимости проекта. Тем не менее, маловероятно, что существующая тарифная структура позволит разработчику МГЭС покрывать стоимость такого надзора, который, в реальности, добавляет лишь небольшую ценность для проекта.
- Процесс получения акта приема-передачи, по имеющимся данным, в значительной степени подвержен коррупции и вымогательству взяток.
- Ввод в эксплуатацию вновь построенных электростанций также осложняется устаревшими правилами и нормами. Например, нормы кадрового обеспечения требуют привлечения не менее трех штатных инженеров (на полный рабочий день) для управления и, как минимум, двух операторов, работающих в одну смену, независимо от размера генераторов и режима работы. Такие требования создают дополнительную нагрузку и, наряду с низкими тарифами, снижают привлекательность сектора для новых инвесторов.
- Шаги, необходимые для физического подключения МГЭС к сети, оставляют разработчика МГЭС на усмотрение сетевой компании, и не существует никакого механизма защиты разработчика МГЭС от, возможно, чрезмерных требований со стороны сетевой компании. Например, правила диспетчеризации могут обязывать МГЭС иметь дополнительный дежурный персонал, что будет увеличивать расходы на эксплуатацию.
- По имеющимся данным, координация процесса с владельцем сети сопряжена с необоснованными задержками. Владелец сети лишь принимает заявки на технологическое присоединение при условии полного соответствия проектной документации, однако проверка на предмет соответствия подвержена субъективным суждениям и может приводить к задержкам.

Рекомендации:

- ✓ В строительные нормы и правила необходимо внести изменения с учетом особенностей строительства и эксплуатации МГЭС.
- ✓ В правилах необходимо четко изложить процедуры строительства и ввода в эксплуатацию, включая перечисление соответствующих органов, их обязанностей, процессов подачи/утверждения заявок, затрат и сроков.
- ✓ В технических регламентах необходимо более подробно описать правила, сроки и

9.7 Эксплуатация

Разработчик МГЭС может использовать произведенную электроэнергию для собственных нужд или продавать ее по коммерческим контрактам. Закон о возобновляемых источниках энергии также гарантирует покупку произведенной электроэнергии, которая не была использована владельцем МГЭС или поставлена на основании коммерческого контракта, крупнейшей распределительной компании в той области, на территории которой находится МГЭС.

Разработчик МГЭС должен подать в Госагентство по регулированию ТЭК заявку на определение тарифа, который будет основываться на методике определения тарифов для ВИЭ, как описано в Разделе 6. Госагентство по регулированию ТЭК должно установить тариф в течение 30 дней после получения заявки.

Для эксплуатации МГЭС разработчику проекта требуется соглашение о покупке электроэнергии, а также соглашение о передаче мощности – в том случае, если разработчик МГЭС предпочитает продавать произведенную электрическую энергию коммерческому клиенту, а не распределительной компании. Учет электроэнергии, производимой МГЭС и поставляемой распределительной компании, должен осуществляться с использованием установленных приборов коммерческого учета.

Разработчик МГЭС должен также обратиться в Госагентство по регулированию ТЭК с заявкой на получение лицензии на продажу электрической энергии, которая должна быть выдана в течение 30 дней после получения заявки.

Вопросы и проблемы

- Как уже говорилось в Разделе 9.1, определение тарифов и подписание СПЭ после строительства электростанции не позволяет привлекать коммерческое финансирование.
- Отсутствует типовое СПЭ и типовое соглашение об услугах передачи.
- За последние 10 лет в эксплуатацию не было введено практически никаких новых проектов МГЭС, и отсутствует какой-либо практический опыт в части применения льгот, предусматриваемых Законом о возобновляемых источниках энергии.
- Ненадежное наличие сети создает дополнительные трудности для подачи в сеть электрической энергии, производимой МГЭС, и требует принятия тщательно разработанной процедуры учета и выставления счетов, которая будет встроена в договор с распределительной компанией.
- Еще одной проблемой является нехватка профессионального обслуживающего персонала.

- Возможности привлечения разработчиками МГЭС квалифицированного профессионального персонала затрудняется рядом факторов – таких как эмиграция и выход на пенсию квалифицированных работников, отсутствие возможностей профессиональной подготовки и выплаты заработной платы, сопоставимой с оплатой труда на государственных предприятиях, где опытные работники получают различные бонусы и прибавки за выслугу лет.
- Сообщества не имеют никакого опыта в сфере управления коммерческими предприятиями в целом, и МГЭС – в частности.

Рекомендации

- ✓ Порядок учета и выставления счетов должен быть конкретным и подробным.
- ✓ Разработчик проекта в области ВИЭ должен иметь возможность получения льготного тарифа от Госагентства по регулированию ТЭК до строительства.
- ✓ Необходимо разработать типовые соглашения – в том числе, СПЭ и соглашения о передаче электроэнергии. Существующие проекты правил технического присоединения к сети и типовых соглашений необходимо существенно доработать, чтобы обеспечить их применимость и выполнимость.

10 Заключение

Имеется четкое экономическое обоснование необходимости развития малых гидроэлектростанций (МГЭС) в Кыргызской Республике по сравнению с предельными издержками производства электроэнергии в процессе комбинированного производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ) или импорта. Помимо экономического обоснования, достаточная часть выработки электроэнергии МГЭС является жизнеспособной в финансовом отношении при нынешнем (по состоянию на 2016 год) льготном тарифе (ЛТ), хотя этот показатель и ограничивается 8-летним сроком применения гарантированного тарифа. 15-летний лимит позволил бы удвоить долю выработки МГЭС, считающейся целесообразной с финансовой точки зрения.

Независимо от экономической и финансовой жизнеспособности, коммерческая жизнеспособность (финансовая привлекательность) МГЭС оказывается под угрозой из-за некредитоспособности предполагаемых покупателей электроэнергии (распределительных компаний). Несмотря на некоторые улучшения в последние годы, доходы энергетического сектора, по оценкам, на 21% ниже стоимости обслуживания в 2016 году.⁷⁷ Удержаться на плаву энергетическим компаниям помогают ежегодные государственные кредиты, но, при этом, им все же приходится сокращать расходы на ЭиТО, ремонт и инвестиции. Хорошо зарекомендовавшие себя компании, занимающиеся проектированием, строительством и развитием МГЭС, которые были приглашены в Кыргызскую Республику в качестве независимых производителей электроэнергии (НПЭ), вряд ли сочтут приемлемым риск неполучения платежей, представляемый распределительными компаниями, тарифы которых находятся ниже уровня окупаемости затрат.

В сложившейся ситуации, открытыми для правительства считаются следующие два направления действий:

а) в краткосрочной перспективе – продвигать ограниченное количество предварительно отобранных проектов МГЭС с обеспеченной правительственной гарантией оплатой НПЭ.

б) в долгосрочной перспективе – продолжать улучшение благоприятной нормативно-правовой среды:

- повышать кредитоспособность энергетического сектора за счет повышения тарифов до уровня возмещения затрат и разрешения распределительным компаниям переносить дополнительные расходы МГЭС на конечных потребителей;
- устранять неурегулированные правовые и регулятивные барьеры – например, в сфере предоставления прав водо- и землепользования.

⁷⁷ Всемирный банк (2017 год), Анализ энергетического сектора Кыргызской Республики, PPIAF.

Приложение А: НСЭ для потенциальных объектов МГЭС

	Чистая мощность (МВт)	Коэффициент использования установленной мощности (%)	Капитальные затраты (долл. США/кВт нетто)	Фиксированные расходы на ЭИТО (долл. США/кВт-год)
Ак-Терекская ГЭС	3,50	50,00	\$ 1 741	\$ 32
Куланакская ГЭС (верхняя)	12,00	50,00	\$ 2 721	\$ 50
Куркуреу ГЭС-1	1,60	50,00	\$ 1 020	\$ 19
Куркуреу ГЭС-2	3,70	50,00	\$ 1 088	\$ 20
Он-Арчинская ГЭС (реконструкция)	1,38	42,19	\$ 1 183	\$ 22
Ала-Арчинская ГЭС	2,00	50,00	\$ 1 959	\$ 36
Чон-Кеминская ГЭС-2	6,80	32,38	\$ 1 264	\$ 23
Чон-Кеминская ГЭС-3	4,10	50,00	\$ 1 486	\$ 27
Чон-Кеминская ГЭС-4	3,20	36,03	\$ 1 768	\$ 33
Ибрагимовская ГЭС	0,54	14,42	\$ 2 015	\$ 37
Калининская ГЭС (реконструкция)	1,60	50,00	\$ 1 360	\$ 25
Каракольская ГЭС	1,60	50,00	\$ 1 224	\$ 23
Куланакская ГЭС (нижняя)	6,00	50,00	\$ 1 632	\$ 30
Тортгульская	3,00	44,90	\$ 1 393	\$ 55
Орто-Токойская	20,00	46,18	\$ 1 568	\$ 35
Сокулукская-5	1,50	50,00	\$ 2 780	\$ 55
Ой-Алма	7,70	50,00	\$ 3 009	\$ 45
Кировская	21,00	45,12	\$ 1 477	\$ 35
Арашанская МГЭС	2,15	50,00	\$ 3 595	\$ 55
Талдысуйская-1	2,78	50,00	\$ 8 414	\$ 55
Талдысуйская-2	2,07	50,00	\$ 8 995	\$ 55
Ленгер	3,00	50,00	\$ 3 710	\$ 55
Чаткальская	6,15	50,00	\$ 3 670	\$ 45
Арпатеки-2	4,00	50,00	\$ 3 410	\$ 55
Ойтал (Лайтала)	4,05	50,00	\$ 5 541	\$ 55
Папанская	20,00	47,37	\$ 1 661	\$ 35
Кугартская	4,00	50,00	\$ 1 800	\$ 55
Аксуйская-1	1,98	50,00	\$ 3 096	\$ 55
Чон-Кеминская-1	4,20	50,00	\$ 3 224	\$ 55
Он-Арчинская	1,38	50,00	\$ 5 203	\$ 55
Аксуйская-2	1,73	50,00	\$ 4 965	\$ 55
Ак-Буринская-1	5,85	50,00	\$ 2 851	\$ 45
Куркуреу	1,30	50,00	\$ 8 800	\$ 55
Ала-Арчинская МГЭС	1,60	50,00	\$ 884	\$ 16
Аламединская (2 МГЭС)	4,80	50,00	\$ 952	\$ 18
МГЭС Чункурчак	1,50	50,00	\$ 979	\$ 18

Каракульская МГЭС	18,00	50,00	\$ 1 481	\$ 27
МГЭС Ойтал (КР Инвест)	7,20	50,00	\$ 1 239	\$ 23
Жеты-Огуз	0,88	50,00	\$ 4 424	\$ 81
Жыптык	4,23	50,00	\$ 1 620	\$ 30
Жууку	1,46	50,00	\$ 3 583	\$ 66
Жыргалан	0,58	50,00	\$ 12 086	\$ 222
Кара-Ой	1,06	50,00	\$ 3 326	\$ 61
Кара-Суу	14,82	50,00	\$ 1 218	\$ 22
Кара-Суу-2	2,75	50,00	\$ 3 076	\$ 57
Каркара	2,29	50,00	\$ 3 235	\$ 59
Кайынды	1,61	50,00	\$ 3 520	\$ 65
Аламудун	0,71	50,00	\$ 8 033	\$ 148
Кыланак	2,65	50,00	\$ 5 137	\$ 94
Кыланак-2	7,41	50,00	\$ 3 139	\$ 58
Кыркыреу	1,38	50,00	\$ 4 115	\$ 76
Лебединовка	1,61	50,00	\$ 4 320	\$ 79
Ленинпольская	1,46	50,00	\$ 3 715	\$ 68
Саңдалаш-1	9,88	50,00	\$ 1 481	\$ 27
Саңдалаш-2	6,17	50,00	\$ 2 026	\$ 37
Сопу-Кырган	1,39	50,00	\$ 4 775	\$ 88
Барскоон	3,70	50,00	\$ 2 137	\$ 39
Сусамыр-1	4,41	50,00	\$ 3 310	\$ 61
Сусамыр-2	8,82	50,00	\$ 2 260	\$ 42
Сусамыр-3	5,29	50,00	\$ 3 003	\$ 55
Табылгыты-1	1,32	50,00	\$ 2 841	\$ 52
Табылгыты-2	0,62	50,00	\$ 5 195	\$ 95
Тюп-1	1,06	50,00	\$ 3 905	\$ 72
Тюп-2	1,15	50,00	\$ 3 698	\$ 68
Белес	0,60	50,00	\$ 6 088	\$ 112
Чандалаш	6,17	50,00	\$ 2 707	\$ 50
Джыдалык	1,24	50,00	\$ 5 982	\$ 110
Гульча	0,79	50,00	\$ 6 379	\$ 117
Исфайрам-Сай	1,72	50,00	\$ 3 201	\$ 59
Жуумгал	2,00	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Лянгар	1,50	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Мин-Куш	2,50	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Сары-Жаз	5,00	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Тагап	2,50	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Таян	3,50	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Кугарт	4,00	50,00	\$ 3 564	\$ 66
Шамси МГЭС	10,00	34,25	\$ 1 880	\$ 28

р. Тар МГЭС – вариант на 30 МВт	30,00	46,23	\$ 2 805	\$ 42
Орто-Токойская плотина – вариант 1	18,00	47,56	\$ 1 261	\$ 15
Орто-Токойская плотина – вариант 2	18,00	47,56	\$ 1 733	\$ 21
Кировская плотина-передача в Казахстан	20,00	50,00	\$ 1 180	\$ 18
Кировская плотина-передача в Кыргызстан	20,00	50,00	\$ 1 145	\$ 17
Чон-Ак-Суу МГЭС	11,40	50,00	\$ 2 737	\$ 33
Чон-Ак-Суу МГЭС – финансовый анализ	11,40	50,00	\$ 1 000	\$ 12

Приложение В: Программа развития МГЭС на 2000-2005 гг.

Предполагается, что используемая Министерством оценка потенциала производства МГЭС электроэнергии в размере пяти-восьми миллиардов киловатт-часов была первоначально разработана в конце 1990-х годов на основе гидрологических исследований, проводившихся в советское время Кыргызским научно-техническим центром «Энергия» (КНТЦ «Энергия») и ОАО «Кыргызэнерго». Эти оценки, по всей видимости, полагаются на общие гидрологические условия, нежели на условия конкретных участков МГЭС, с учетом малых рек с зимним стоком, составляющим не менее 2 м³/с. Результаты бесед с местными экспертами подтверждают это предположение. Местные эксперты считают исследования общими, а не индивидуальными, и предупреждают о том, что на данный момент они, вероятно, уже устарели.

В.1 Оценки

В Программе развития МГЭС на 2000-2005 гг. представлена информация о техническом потенциале МГЭС по областям и малым рекам, которые планируется осваивать. Соответствующие данные представлены в Таблице в Приложении В.1.

Таблица в Приложении В.1: Оценочный технический потенциал по областям (Программа развития МГЭС на период 2000-2005 гг.)

Область	Технический потенциал (млн кВтч)	Малые реки, предлагаемые для строительства МГЭС		
Чуй	500	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Чон-Кемин ▪ Иссык-Ата ▪ Аламедин 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ак-Суу ▪ Кара-Балта ▪ Ала-Арча 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Шамси ▪ Сокулук
Иссык-Куль	1 700	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Джергалан ▪ Турген-Аксу ▪ Аксу ▪ Каракол ▪ Арашан 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Жеты-Огуз ▪ Джууку ▪ Ак-Сай ▪ Актерек ▪ Турас 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Чон-Аксу ▪ Тюп ▪ Сары-Жаз ▪ Куйлю ▪ Иньльчек ▪ Акшийрак
Талас	320	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Уч-Кошой ▪ Каракол 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Талас ▪ Урмарал 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Куркуреусу
Нарын	1 600	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Он-Арча ▪ Кокджерты ▪ Алабуга ▪ Баши ▪ Кокомерен 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Каракол ▪ Суюк ▪ Жумгал ▪ Минкуш ▪ Джуанарык 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Каракуджур ▪ Кочкор ▪ Сусамыр ▪ Кекерим
Ош	2 300	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Кара ▪ Тар ▪ Каракульджа ▪ Ясы 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Сох ▪ Акбура ▪ Исфайрамсай ▪ Шахимардан 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ходжабакырган ▪ Кызылсу ▪ Аравансай ▪ Каракол ▪ Куршаб

Жалал-Абад	1 600	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Афлатун ▪ Падшаата ▪ Карасу (прав.) ▪ Карасу (лев.) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Тентяксай ▪ Кугарт ▪ Майлу 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Чаткал ▪ Торкент ▪ Чычкан Узунахмат
Итого	8 020			

Источник: Кыргызская Республика, «Программа развития малой гидроэнергетики в Кыргызской Республике на период 2000-2005 гг.»

В.2 Анализ оценок

Надлежащая проверка обоснованности диапазона оценок технического потенциала была проведена путем его сопоставления с предположениями, сделанными в последующих исследованиях, некоторые из которых представляли собой совокупность индивидуальных исследований по конкретным участкам. К рассмотренным исследованиям относятся «Концепция развития малой гидроэлектроэнергетики на 2015-2017 гг.» Министерства энергетики, презентация Министерства на тему развития возобновляемых источников энергии (2013 год), отчет ЮНИДО о развитии малой гидроэлектроэнергетики во всем мире (2013 год), а также различные документы, имеющие отношение к проекту ПРООН/ГЭФ «Развитие малых ГЭС в Кыргызстане».^{78/79} Взятые из этих исследований оценки приведены в Таблице в Приложении В.2. В этой таблице представлены три категории оценки: потенциальное восстановление и капитальный ремонт существующих МГЭС или строительство новых МГЭС на существующих ирригационных водохранилищах; индивидуальные исследования по потенциальным новым МГЭС для конкретных участков; и оценки общего потенциала выработки электроэнергии.

Таблица в Приложении В.2: Сводка оценок потенциала МГЭС в Кыргызской Республике

Источник*	Год	Показатель	Установленная мощность (МВт)	Выработка (млрд кВтч)	Кол-во объектов
1.) Потенциал восстановления или строительства на существующих участках (индивид.)					
ЮНИДО	2013 г.	Восстановление существующих МГЭС	22	n/a	39
ПРООН/ГЭФ	2015 г.		22	0,1	39
ЮНИДО	2013 г.	Строительство новых МГЭС на существующих ирригационных водохранилищах	75	n/a	7
ПРООН/ГЭФ	2015 г.		75	0,2	7
2.) Потенциал строительства новых МГЭС (индивид.)					
Презентация МЭП	2013 г.	Новые МГЭС	180	1	90

⁷⁸ «Развитие источников возобновляемых источников энергии», Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики. Документ рассмотрен 19 апреля 2016 года по ссылке http://www.unescap.org/sites/default/files/C_Kyrgyz_Orozaliev_E.pdf

⁷⁹ Организация Объединенных Наций по промышленному развитию (ЮНИДО) и Международный центр по малой гидроэнергетике (ICSHR), «Доклад о мировом развитии малой гидроэнергетики за 2013 год». Документ рассмотрен 19 апреля 2016 года по ссылке http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Final_Report-updated_version.pdf

ПРООН/ГЭФ	2015 г.		178	1	87
МЭП - концепция	2015 г.		180	1	87
ЮНИДО	2013 г.		178	n/a	92

3.) Оценки общего потенциала

ЮНИДО	2013 г.	Потенциал МГЭС (до 10 МВт)	275	n/a	
ЮНИДО	2013 г.	Потенциал МГЭС (до 30 МВт) - низкий	500	n/a	
ЮНИДО	2013 г.	Потенциал МГЭС (до 30 МВт) – высокий	900	n/a	
ПРООН/ГЭФ	2015 г.	Технический потенциал малых рек и ручьев		5-8	
Презентация МЭП	2013 г.			5-8	
МЭП - концепция	2015 г.			5-8	

Некоторые исследования позволяют оценить потенциал выработки, некоторые дают оценку потенциала с точки зрения установленной мощности, а другие позволяют оценивать как потенциал выработки, так и установленную мощность. Взятые из документов ЮНИДО оценки общего потенциала МГЭС были представлены с точки зрения мощности, нежели выработки. По оценкам ЮНИДО, совокупная мощность участков МГЭС мощностью менее 30 МВт составляет от 500 до 900 МВт. Методика, применяемая для этой оценки, не ясна, однако, по-видимому, в рамках проведенного ЮНИДО исследования, по ошибке, оценивается установленная мощность с использованием расчетов из Программы развития МГЭС в 2000-2005 гг. (от пяти до восьми миллиардов кВтч) и применением 100-процентного коэффициента использования установленной мощности. Результаты этих расчетов представлены в Таблице в Приложении В.3.

Таблица в Приложении В.3: Оценка годовой выработки энергии ЮНИДО при коэффициенте использования установленной мощности, составляющем 1,0

<i>(включает в себя объекты до 30 МВт)</i>	Оценочная потенциальная мощность	Коэффициент использования установленной мощности*	Оценочная годовая выработка **
Низкая оценка	500 МВт	1,0	4,38 млрд кВтч
Высокая оценка	900 МВт	1,0	7,88 млрд кВтч

Источник оценок мощности: ЮНИДО, «Доклад о мировом развитии малой гидроэнергетики за 2013 год»

Примечание: * Коэффициент использования установленной мощности представляет собой отношение фактического годового объема производства энергии электростанцией к гипотетическому максимальному годовому объему производства энергии при непрерывном производстве на полной номинальной мощности;

** Ежегодное производство энергии = мощность (МВт) x 365 дней x 24 часа x коэффициент использования установленной мощности.

По оценкам ЮНИДО, учитывая средние коэффициенты использования установленной мощности в Кыргызской Республике, уровень мощности будет больше соответствовать потенциалу выработки в размере от 2,75 до 5 млрд кВтч, что значительно ниже оценочных значений, приводимых в Программе развития МГЭС в 2000-2005 гг.

Приложение С: Обзор проектов для определения створов 1 и 2 уровня

Три донорских проекта обеспечивают основу для определения створов 1-го и 2-го уровня: Norconsult (створы 1-го уровня), ЕБРР/Mercados (створы 1-го и 2-го уровня) и ПРООН (створы 2-го и 3-го уровня). В следующих подразделах описывается каждый из проектов.

С.1 Norconsult

В 2003 году Министерство иностранных дел Норвегии предоставило Кыргызстану свою техническую помощь в форме экспертной оценки МГЭС и выбора участков для проведения технико-экономических исследований. Программа была реализована компанией «Norconsult AS».

В ходе оценки МГЭС было установлено, что низкие тарифы и низкие показатели собираемости платы являются ключевыми барьерами, мешающими развитию МГЭС. Таким образом, было установлено, что при окончательном отборе участков для проведения технико-экономических исследований необходимо будет оценивать вероятность получения достаточно высоких тарифов и показателей собираемости платы для обеспечения удовлетворительной окупаемости инвестиций.

Для проведения технико-экономических исследований были отобраны следующие объекты:

- Кировская плотина
- Чон Ак-Суу
- Орто-Токойская плотина
- Шамси
- р. Тар

ТЭО для каждого участка описаны в Приложении D.

С.2 ЕБРР/Mercados

Проект ЕБРР «Стратегическое планирование развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике» был реализован AF-MERCADOS EMI в три этапа.

Этап I – Оценка потенциальных створов и отбор пилотных проектов

Первоначальный список из 154 потенциальных объектов был сужен до 20 створов, из которых для составления ТЭО были отобраны 4 проекта. Эти четыре объекта были отобраны в соответствии со следующими критериями:

- Строительство нового объекта малого размера (<10 МВт);
- Строительство нового объекта среднего размера (<30 МВт);
- Капитальный ремонт разрушенной/заброшенной малой или средней ГЭС;
- Установка энергоблоков на существующем оросительном водохранилище.

Процесс отбора включал в себя предварительный финансово-экономический анализ. По каждой из рассматриваемых МГЭС оценивались инвестиционные затраты и полная приведенная стоимость электроэнергии. Процесс отбора основывался на методике планирования наименьших затрат, которая стремится минимизировать затраты на поставку прогнозируемой нагрузки. Кроме того, объекты также оценивались с учетом технических, коммерческих, социально-экономических, экологических и экономических соображений. Были отобраны следующие четыре объекта:

- Орто-Токойская МГЭС
- Ой-Алма МГЭС-2
- Сонкульская МГЭС-5
- Тортгульская МГЭС

Этап II – Разработка технико-экономических обоснований

На втором этапе первоначальные данные об инвестиционных затратах были обновлены с учетом дополнительной информации, полученной по результатам обследования участков и более детальных инженерно-технических расчетов. Обновленные данные о стоимости были использованы для подготовки финансового анализа четыре проектов. Кроме того, были составлены рекомендации относительно инвестиционной привлекательности каждого проекта. Результаты этих технико-экономических исследований подробно изложены в Приложении D.

Этап III – Подготовка тендерной документации

На третьем этапе была проведена работа, направленная на повышение заинтересованности потенциальных инвесторов и подготовку тендерной документации для четырех МГЭС. Пакет тендерной документации был разработан консорциумом, в который вошли «MERCADOS EMI» и ПАО «РусГидро». В январе 2015 года МЭП сформировало тендерную комиссию и опубликовало объявление о проведении тендера. Тендерная документация была приобретена восемью компаниями, три из которых прошли предварительную квалификацию. Однако тендер был отложен и, на данный момент, так и не был проведен. В ноябре 2015 года МЭП было расформировано.

С.3 ПРООН

В 2010-2015 гг. ПРООН/ГЭФ реализовали Проект «Развитие малых ГЭС в Кыргызстане». Часть этого проекта включала в себя обновление гидрологических данных 30-летней давности по 65 наиболее перспективным участкам для строительства МГЭС, наряду с составлением интерактивных карт в формате ГИС. В рамках проекта также проведены технико-экономические исследования для отобранных малых гидроэлектростанций. Другие достижения этого проекта заключаются в следующем:

- Принятие ряда поправок для освобождения МГЭС от необходимости лицензирования и внесение в Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» изменений и дополнений с целью внедрения коэффициента для расчета тарифа на ВИЭ и обеспечения свободного доступа к электрической сети при наименьших затратах
- Разработка нескольких проектов законодательных и нормативных правовых актов, включая следующее:

- изменения и дополнения в Земельном кодексе, Водном кодексе и Законе о естественных и разрешенных монополиях
- проект типового соглашения о покупке электроэнергии для МГЭС
- проект правил присоединения к сети для МГЭС
- проект методологии определения размеров платы за подключение к сети для МГЭС
- Подготовка технической документации для следующих МГЭС:
 - 1,6-мегаваттная электростанция на реке Каракол (ТЭО и чертежи были направлены инвестору «Herrmann Verwaltungs GmbH» и ООО «Каракол Энергия»)
 - 0,54-мегаваттная электростанция⁸⁰ на реке Белес в Баткенской области (ТЭО и чертежи были направлены ООО «Т. Ибрагимов»)
 - 6,7-мегаваттная электростанция на реке Чандалаш (оценка воздействия на окружающую среду была направлена инвестору «Herrmann Verwaltungs GmbH» и ООО «Чандалаш Энергия»)
 - Техническая документация для реконструкции Калининской МГЭС была направлена кыргызско-французскому СП.
- Подготовка и публикация ряда информационных брошюр, учебных пособий и руководств⁸¹
- Мероприятия по обучению и повышению квалификации, включая ознакомительную поездку для изучения опыта Черногории в сфере малых гидроэлектростанций и энергоэффективности.

⁸⁰ Согласно отчетам ПРООН, начато строительство 0,54 мегаваттной электростанции.

⁸¹ В основном, для установок мощностью 1,5 кВт-25 кВт.

Приложение D: Обзор технико-экономических обоснований 1-го уровня

В данном приложении представлено краткое изложение технико-экономических экспертиз, проведенных в рамках финансируемого ЕБРР Проекта стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике (реализуемого MERCADOS EMI) и в рамках норвежской Программы развития МГЭС, реализуемой Norconsult AS (створы 1-го уровня определены в Разделе 3), Обзор ТЭО представлен в Приложении таблице D.1. В следующих подразделах представлено более подробное описание каждого исследования.

Таблица в Приложении D.1: Обзор технико-экономических исследований

	Месяц и год составления ТЭО
Технико-экономические исследования Norconsult AS	
Кировская плотина	Ноябрь 2006 г.
Чон Ак-Суу МГЭС	Сентябрь 2007 г.
Орто-Токойская плотина*	Сентябрь 2009 г.
Шамси МГЭС	Октябрь 2012 г.
р. Тар МГЭС	Май 2013 г., изменено в апреле 2014 г.
Технико-экономические исследования AF-MERCADOS EMI	
Ой-Алма МГЭС-2	Июль 2011 г.
Орто-Токойская плотина*	Июль 2011 г.
Сокулукская МГЭС-5	Июль 2011 г.
Тортгульская МГЭС	Июль 2011 г.

* Створы Орто-Токойской плотины был изучен обеими компаниями – Norconsult и AF-MERCADOS EMI

D.1 Кировская плотина (Norconsult AS, ноябрь 2006 г.)

Norconsult оценил гидроэнергетический потенциал на участке ниже Кировской плотины, который может быть источником электроэнергии для экспорта в Казахстан. В настоящее время сбросы воды с Кировской плотины используются для орошения, а также для целей местного населения (в первую очередь, для удовлетворения потребностей Казахстана в орошении). Освоение гидроэнергетического потенциала на участке ниже плотины было предложено на основе имитационной модели производства энергии с учетом работы электростанции в полном соответствии с существующими правилами сброса воды. Были рассмотрены два варианта выработки электроэнергии: 23,7 МВт и 20 МВт. В качестве предпочтительного варианта была рекомендована 20-мегаваттная электростанция со среднегодовым объемом выработки, оцениваемым в 91,4 ГВтч.

D.2 Чон Ак-Суу (Norconsult AS, сентябрь 2007 г.)

Norconsult оценил гидроэнергетический потенциал реки Чон Ак-Суу в Григорьевке на северном берегу озера Иссык-Куль. Этот участок потенциально способен обеспечивать электричеством гостиницы и курорты в этом районе. МГЭС на реке Чон Ак-Суу потенциально может вырабатывать 55 ГВтч электроэнергии в год. Моделирование показало, что в 27 из 30 лет эксплуатации будет доступно 50 ГВтч, и что такой объем выработки можно считать гарантированным, в то время как остальные 5 ГВтч считаются сезонной или вторичной энергией. Если бы МГЭС Чон Ак-Суу была подключена к подстанции национальной сети, ее потенциал можно было бы использовать в полном объеме, и можно было бы удовлетворить местный спрос в размере 50 ГВтч (гарантированный годовой объем выработки).

Экономическая оценка проекта показала себестоимость производства электроэнергии в размере 7,5 цента США/кВтч. Эта оценка основывалась на применении 13-процентной учетной ставки и предположении о реализации всего среднегодового объема произведенной электроэнергии, составляющего 55 ГВтч. Затраты на строительство оцениваются в 27,2 миллиона долларов США, включая ЛЭП до подстанции в Григорьевке.

Вода из реки Чон Ак-Суу в настоящее время используется для орошения и других целей местного населения. Участок потенциального строительства ГЭС находится выше по течению реки относительно всех ирригационных водозаборов, однако ожидается, что он никоим образом не будет мешать режимам водопользования, поскольку планом предусматривается освоение исключительно руслового стока.

D.3 Орто-Токойская плотина (Norconsult AS, сентябрь 2009 г.)

Потенциал МГЭС на Орто-Токойской плотине был оценен как Norconsult, так и AF-MERCADOS EMI. Ниже приводится описание исследования, проведенного компанией Norconsult.

Norconsult оценил потенциал строительства МГЭС на участке ниже Орто-Токойской плотины, находящейся недалеко от озера Иссык-Куль, на предмет возможности заключения договоров энергоснабжения с отелями и курортами на этой территории. В настоящее время сброс воды с Орто-Токойской плотины используется для орошения, а также для целей местного населения (в первую очередь, для удовлетворения потребностей Казахстана в орошении). Освоение гидроэнергетического потенциала на участке ниже плотины было предложено на основе имитационной модели производства энергии с учетом работы электростанции в полном соответствии с существующими правилами сброса воды. Были рассмотрены два варианта выработки электроэнергии: 23,7 МВт и 20 МВт. В качестве предпочтительного варианта была рекомендована 20-мегаваттная электростанция со среднегодовым объемом выработки, оцениваемым в 91,4 ГВтч.

Исходя из годовых потребностей в сбросе воды, максимальная мощность МГЭС оценивается в 18 МВт, а среднегодовой объем выработки электроэнергии – в 75 ГВтч.

Были предложены два варианта для данного объекта: использование существующего тоннеля со строительством нового короткого тоннеля (Вариант 1) или строительство нового независимого тоннеля только для использования ГЭС (Вариант 2). В Таблице в

Приложении D.4 представлены результаты экономической оценки проекта по каждому из рассмотренных вариантов.

Таблица в Приложении D.2: Затраты на производство электроэнергии для вариантов 1 и 2

	Стоимость производства энергии (центы США/кВтч)	
	Учетная ставка 13%	Учетная ставка 7%
Вариант 1	4,3	2,5
Вариант 2	5,9	3,4

Технико-экономическое исследование выявило ряд технических проблем, которые еще требуют изучения и уточнения, прежде чем можно будет предпринимать дальнейшие шаги. Кроме того, необходимы дальнейшие исследования для детальной оценки воздействия на социально-экономическую среду, осуществления частных и иностранных инвестиций и кредитов, уточнения в качестве проекта МЧР, определения вероятных потребителей производимой электроэнергии и т.д.

D.4 Река Шамси (Norconsult AS, октябрь 2012 г.)

Norconsult подготовил предварительное технико-экономическое обоснование для развития малой гидроэнергетики на реке Шамси на северо-востоке Кыргызской Республики.

Первоначальная оценка охватывала два потенциальных участка: Шамси-1 (Вариант 1), расположенный в 27,8 км вверх по течению от устья реки, и Шамси-2 (Вариант 2) находящийся в 16,4 км вверх по течению от устья. Вариант 2 был сочтен более привлекательным из-за меньших затрат на инфраструктуру (подъездные дороги и линии электропередачи) и большего объема выработки энергии. Оба варианта имеют похожие низкие экологические и социальные последствия. Только Вариант 2 (позже названный Шамси МГЭС) прошел заключительный этап оценки.

Предварительная оценка проекта Шамси МГЭС исходила из идеи о строительстве электростанции с максимальным объемом сброса воды через турбины в размере 8.5 м³/с. Моделирование, основанное на данных о среднесуточном расходе воды, показало, что МГЭС сможет вырабатывать, в среднем, 30 ГВтч электрической энергии в год.

Экономическая оценка проекта показала себестоимость производства электроэнергии в размере 8,7 цента США/кВтч. Этот показатель основывался на применении 10-процентной учетной ставки и предположении о реализации всего среднегодового объема произведенной электроэнергии, составляющего 29,9 ГВтч.

Вода из реки Шамси в настоящее время используется для орошения и других целей местного населения. Вся МГЭС Шамси расположена выше по течению реки относительно водозаборов основных ирригационных каналов, однако не ожидается, что это как-либо помешает существующему водопользованию, поскольку концепция освоения данного участка реки основывалась исключительно на использовании руслового стока, без регулирования потока.

D.5 Река Тар (Norconsult AS, май 2013 г., изменено в апреле 2014 года)

Norconsult AS подготовил предварительное технико-экономическое обоснование для развития малой гидроэнергетики на реке Тар на юго-востоке Кыргызстана. МГЭС могла бы иметь максимальную установленную мощность в размере 62 МВт и вырабатывать, в среднем, 232 ГВтч электрической энергии в год.

Экономическая оценка проекта показала себестоимость производства электроэнергии в размере 7,65 цента США/кВтч, что основывалось на 10-процентной учетной ставке и предположении о реализации всего среднегодового объема произведенной электроэнергии, составляющего 232 ГВтч. Исходя из экономической и финансовой оценки, установленная мощность в размере 62 МВт не представляется жизнеспособной при текущих уровнях тарифов в Кыргызстане. Вывод отчета заключался в том, что проект будет финансово жизнеспособным при тарифе 8,24 цента США/кВтч, и экономически жизнеспособными при тарифе 7,65 цента США/кВтч.

В 2014 году МЭП поручило провести исследование по альтернативному развитию гидроэнергетики с максимальной установленной мощностью в размере 30 МВт. Исследование показало, что проект не был экономически или финансово жизнеспособным при текущих уровнях тарифов. Проект является финансово жизнеспособным при тарифе 9,56 цента США/кВтч и экономически жизнеспособным при тарифе 9,00 центов США/кВтч. Для того, чтобы сделать проект финансово жизнеспособным при тарифе 6,00 центов США/кВтч, его стоимость должна быть уменьшена на целых 38 процентов. Авторам исследования подобное сокращение не представляется реалистичным.

В настоящее время сток из реки Тар используется, в основном, для целей орошения, тогда как другой тип пользователей мог бы оказывать незначительное воздействие на водохозяйственный баланс реки. Не ожидается, что это как-либо помешает существующему водопользованию, поскольку концепция освоения данного участка реки основывалась исключительно на использовании руслового стока, без регулирования потока.

D.6 Ой-Алма МГЭС-2 (AF-Mercados EMI, июль 2011 г.)

В рамках второй фазы финансируемого ЕБРР Проекта стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике был проведен технико-экономический анализ для разработки Ой-Алма МГЭС-2 в Кара-Кульдже (Ошская область). Был рассмотрен вариант с установленной мощностью 770 кВт и расчетной годовой выработкой электроэнергии в размере 54,493 МВтч.

Были рассмотрены два инвестиционных сценария: в рамках одного проект несет расходы на технологическое присоединение (они относятся к капитальным затратам), а в рамках другого расходы на строительство линий электропередачи и дорог финансируются государством. Расчетные показатели себестоимости производства одного кВтч приведены в Таблице в Приложении D.3. Распределение инвестиционных затрат по времени показано в Таблице в Приложении D.4.

Таблица в Приложении D.3: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на МГЭС Ой-Алма

	Стоимость производства 1 кВт электроэнергии
Установленная мощность, включая сетевые подключения, дороги, населенные пункты и т.д.	2 383 долл. США
Установленная мощность без учета сетевых подключений, дорог, населенных пунктов и т.д.	1 409 долл. США

Таблица в Приложении D.4: Ой-Алма – Варианты 1 и 2

Вариант/Год	Инвестиционные затраты (тыс. долл. США)				
	-4	-3	-2	-1	0
Вариант 1: Включая линии передачи и дороги	0	9,300	4,500	4,500	51
Вариант 2: За исключением линий передачи и дорог	0	5,478	2,651	2,651	30

Ежегодные расходы на ЭИТО были оценены в 45 долларов США за кВт.

D.7 МГЭС на Орто-Токойской плотине (AF-Mercados EMI, июль 2011 г.)

Потенциал МГЭС на Орто-Токойской плотине был оценен как Norconsult, так и AF-MERCADOS. Ниже приводится описание исследования, проведенного компанией AF-MERCADOS EMI.

В рамках второй фазы финансируемого ЕБРР Проекта стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике был проведен технико-экономический анализ для разработки Орто-Токойской МГЭС в Тонском районе Иссык-Кульской области. Был рассмотрен вариант с установленной мощностью 20 000 кВт и расчетной годовой выработкой электроэнергии в размере 80,941 МВтч.

Были рассмотрены два инвестиционных сценария: в рамках одного проект несет расходы на технологическое присоединение (они относятся к капитальным затратам), а в рамках другого расходы на строительство линий электропередачи и дорог финансируются государством. Расчетные показатели себестоимости производства одного кВтч приведены в Таблице в Приложении D.5. Распределение инвестиционных затрат по времени показано в Таблице в Приложении D.6.

Таблица в Приложении D.5: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на МГЭС на Орто-Токойской плотине

	долл. США/кВт
Установленная мощность, включая сетевые подключения, дороги, населенные пункты и т.д.	\$ 1 252
Установленная мощность без учета сетевых подключений, дорог, населенных пунктов и т.д.	\$ 770

Таблица в Приложении D.6: Орто-Токойская плотина – Варианты 1 и 2

Альтернативный вариант/год	Инвестиционные затраты (тыс. долл. США)				
	-4	-3	-2	-1	0
Вариант 1: Включая линии передачи и дороги	9,000	6,000	6,000	4,000	30
Вариант 2: За исключением линий передачи и дорог	5,534	3,689	3,689	2,459	18

Ежегодные расходы на ЭИТО были оценены в 35 долларов США за кВт.

D.8 Сокулукская МГЭС-5 (AF-MERCADOS EMI, июль 2011 г.)

В рамках второй фазы финансируемого ЕБРР Проекта стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике был проведен технико-экономический анализ для разработки Сокулукской МГЭС-5 в Сокулукском районе Чуйской области. Был рассмотрен вариант с установленной мощностью 1 500 кВт и расчетной годовой выработкой электроэнергии в размере 9,089 МВтч.

Были рассмотрены два инвестиционных сценария: в рамках одного проект несет расходы на технологическое присоединение (они относятся к капитальным затратам), а в рамках другого расходы на строительство линий электропередачи и дорог финансируются государством. Расчетные показатели себестоимости производства одного кВтч приведены в Таблице в Приложении D.7. Распределение инвестиционных затрат по времени показано в Таблице в Приложении D.8.

Таблица в Приложении D.7: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на Сокулукской МГЭС-5

	долл. США/кВт
Установленная мощность, включая сетевые подключения, дороги, населенные пункты и т.д.	2288 \$
Установленная мощность без учета сетевых подключений, дорог, населенных пунктов и т.д.	1828 \$

Таблица в Приложении D.8: Сокулукская-5 – Варианты 1 и 2

Альтернативный вариант/год	Инвестиционные затраты (тыс. долл. США)				
	-4	-3	-2	-1	0
Вариант 1: Включая линии передачи и дороги	0	0	2,600	700	42
Вариант 2: За исключением линий передачи и дорог	0	0	2,133	574	34

Ежегодные затраты ЭИТО были оценены в 55 долларов США за кВт.

D.9 Тортгульская МГЭС (AF-Mercados EMI, июль 2011 г.)

В рамках второй фазы финансируемого ЕБРР Проекта стратегического планирования развития малой и средней гидроэнергетики в Кыргызской Республике был проведен технико-экономический анализ для разработки Тортгульской МГЭС в Баткенском районе Баткенской области. Был рассмотрен вариант с установленной мощностью 3 000 кВт и расчетной годовой выработкой электроэнергии в размере 11,858 МВтч.

Были рассмотрены два инвестиционных сценария: в рамках одного проект несет расходы на технологическое присоединение (они относятся к капитальным затратам), а в рамках другого расходы на строительство линий электропередачи и дорог финансируются государством. Расчетные показатели себестоимости производства одного кВтч приведены в Таблице в Приложении D.9. Распределение инвестиционных затрат по времени показано в Таблице в Приложении D.10.

Таблица в Приложении D.9: Затраты на производство одного киловатта электроэнергии на Тортгульской МГЭС

Установленная мощность ГЭС	3000 кВт
Стоимость 1 кВт установленной мощности, включая сетевые подключения, дороги, населенные пункты и т.д.	858 \$
Стоимость 1 кВт установленной мощности без учета сетевых подключений, дорог, населенных пунктов и т.д.	753 \$

Таблица в Приложении D.10: Тортгульская МГЭС – Варианты 1 и 2

Альтернативный вариант/год	Инвестиционные затраты (тыс. долл. США)				
	-4	-3	-2	-1	0
Вариант 1: Включая линии передачи и дороги	0	0	2,000	500	75
Вариант 2: За исключением линий передачи и дорог	0	0	1,755	439	66

Ежегодные затраты ЭИТО были оценены в 55 долларов США за кВт.

Приложение Е: Основопологающие допущения расходов для НСЭ

Оценка НСЭ для каждого участка МГЭС основывается, главным образом, на информации, содержащейся в первичных документах. Косвенные показатели, основывающиеся на международных контрольных показателях, использовались в тех случаях, когда данные из оригинального источника были недоступны или считались ненадежными. В следующих подразделах обобщены диапазоны значений по каждому показателю НСЭ и подход к оценке показателей, применявшийся в тех случаях, когда значения были недоступны или ненадежны. В Приложении А приведены конкретные данные, используемые для расчета НСЭ для каждого участка МГЭС.

Капитальные затраты

Размеры капитальных затрат варьировали в пределах от 813 до 11 106 долл. США/кВт – то есть, в среднем, по 3 015 долларов США за киловатт-час. По возможности, в эти расходы была включена стоимость указанной в первоисточниках инфраструктуры, связанной с участками МГЭС (например, линий электропередачи). В отсутствие имеющихся данных о затратах на передачу, к капитальным затратам прибавлялась надбавка в размере 8,83 процента, исходя из средней дополнительной стоимости передачи электроэнергии на участках первого уровня. Эта надбавка прибавлялась к капитальным затратам по створам, нанесенным на карту ПРООН (таким как створы 2-го и 3-го уровня), а также по всем остальным створам третьего уровня. Существует неопределенность в отношении того, какие расходы были включены в оценки для третьего уровня, в силу малого количества известных подробностей относительно разбивки этих оценок. Расчеты капитальных затрат, содержащиеся в полученных от Министерства энергетики данных, как правило, существенно ниже предполагаемых капитальных затрат, полученных из других источников, однако это наводит нас на подозрения о том, что такие оценки могут не учитывать стоимость инфраструктуры, связанной с участками МГЭС (см. Рисунок в Приложении Е.1).

Данные о капитальных затратах не были предусмотрены для объектов, отмеченных на карте ПРООН. Технические специалисты команды – сотрудники компании «GZA GeoEnvironmental, Inc.» (GZA) – произвели расчеты капитальных затрат для этих участков с использованием уравнения, разработанного Окриджской национальной лабораторией (США). В данной методике для оценки капитальных затрат используются данные о напоре и генерирующей мощности на участке гидроэлектростанции. Уравнение выглядит следующим образом:⁸²

$$C_p = 110168 * H_{-0,35} * P_{-0,3}$$

где:

C_p = первоначальная стоимость капитала (в долларах США)

H = рабочий напор (м)

P = потенциал выработки электроэнергии электростанцией (кВт)

⁸² Константа в этой формуле исключает стоимость любой передающей инфраструктуры, необходимой для подключения станций.

Методика ORNL была разработана с использованием данных о затратах в США и, поэтому, может приводить к переоценке затрат на строительство в Кыргызской Республике. Затраты на электромеханическое оборудование (турбина, генератор, трансформаторы и т.д.) считаются аналогичными, но затраты на строительные работы в Кыргызской Республике, скорее всего, будут ниже из-за более низкой стоимости материалов и рабочей силы.

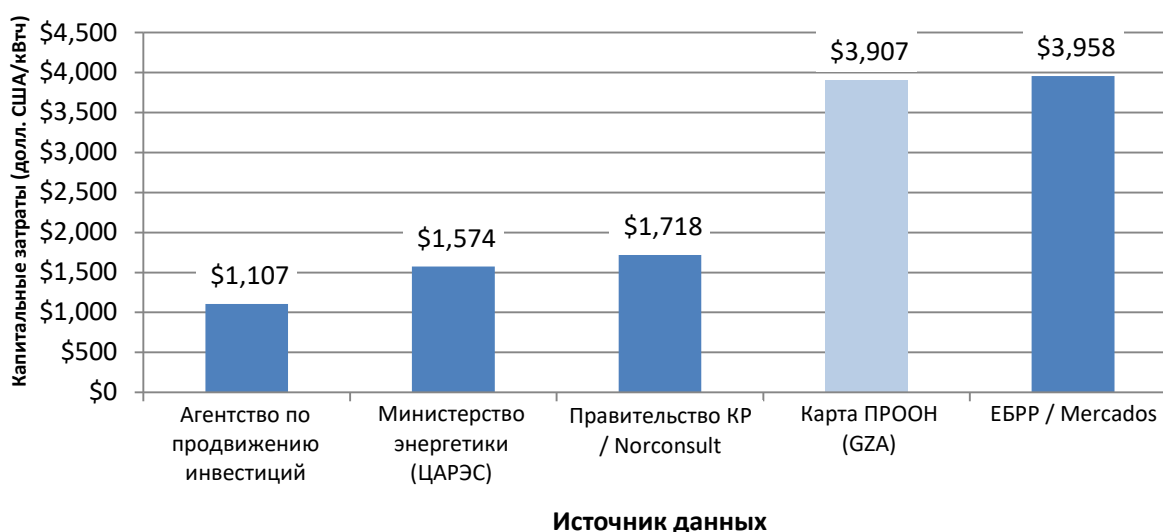
Оценки GZA были сопоставлены с капитальными затратами 29 других потенциальных участков МГЭС в Кыргызской Республике, чтобы подтвердить, что оценки находятся в том же диапазоне. Результаты сравнения полученных GZA средних значений с эталонными показателями говорят о том, что полученные GZA удельные значения первоначальных капитальных затрат очень близко совпадают с другими расчетами капитальных затрат для аналогичных МГЭС. Средний показатель по 29 справочным участкам, взятым для сравнения, составил 3 275 долл. США/ кВт, а среднее значение расчетов GZA составило 3 662 долл. США/кВт, или на 12 процентов больше.

Произведенные GZA расчеты капитальных затрат также учитывают отдельный элемент затрат для отводных каналов, поскольку предлагаемые МГЭС обычно используют отводной канал для передачи воды из водозабора в напорный бассейн над электростанцией. Специалисты GZA произвели оценку затрат из расчета на один метр отводного канала, исходя из предположения о том, что глубина и ширина канала составляют по три метра, толщина бетонной облицовки составляет 0,25 метра, а ориентировочная удельная цена из расчета на один погонный метр канала составляет 355 долларов США.⁸³ Требования в отношении передачи для участков, нанесенных на карту ПРООН, были неизвестны, и поэтому их невозможно было учесть при оценке GZA капитальных затрат, связанных с этими участками. Вместо данных о затратах на передачу была использована надбавка к капитальным затратам в размере 8,83 процента.

На Рисунке в Приложении Е.1 сравниваются средние оценки капитальных затрат по каждому источнику.

⁸³ GZA определила себестоимость отводного канала исходя из удельных значений затрат, взятых из технико-экономического обоснования, подготовленного в 2014 году для ГЭС Тар компанией Norconsult.

Рисунок в Приложении Е.1: Средняя стоимость капитала по источникам (\$ за кВт)



Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (ЭиТО)

Затраты на ЭиТО варьировались в пределах от 12 до 222 долл. США/кВт – в среднем, по 52 долл. США/кВт. В технико-экономических исследованиях для участков первого уровня использовались затраты на ЭиТО, однако данные о затратах на ЭиТО для большинства участков второго и третьего уровня оказались недоступными. Оценка затрат на ЭиТО на этих участках основывалась на двух международных контрольных показателях. Для двух участков второго уровня, изучаемых ЕБРР/Mercados, использовались следующие допущения относительно среднегодовых расходов на ЭиТО:

- ГЭС до 5 МВт: 55 долл. США/кВт;
- ГЭС от 5 до 15 МВт: 45 долл. США/кВт; и
- ГЭС от 15 до 50 МВт: 35 долл. США/кВт.

Исходя из рекомендаций GZA, было использовано допущение о том, что затраты на ЭиТО для остальных створов 2-го и 3-го уровня составят 2 процента от первоначальных капитальных затрат. Это допущение совпадет с типичными международными критериями расходов на ЭиТО для МГЭС.⁸⁴

⁸⁴ В дополнение к экспертным заключениям GZA, специалисты DHInfrastructure проконсультировались со следующими источниками для получения международных контрольных показателей затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание МГЭС:

Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA), «Технологии использования возобновляемых источников энергии: серия анализа затрат: гидроэнергетика», июнь 2012 года. Документ рассмотрен 16 мая 2016 года по ссылке http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf

Международное энергетическое агентство (МЭА), «Программа анализа систем энергетических технологий: гидроэнергетика», май 2010 года. Документ рассмотрен 19 мая 2016 года по ссылке <http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e07-hydropower-gs-gct.pdf>

Мощность электростанций

Мощность потенциальных электростанций на рассмотренных створах колебалась от 1 до 30 МВт, а среднее значение мощности электростанции составило 7 МВт. Информация о мощности электростанций была представлена в исходных документах для всех участков, за исключением 31 участка с карты ПРООН, по которым имелась техническая информация о напоре и стоке. Для этих участков специалисты GZA произвели независимую оценку генерирующих мощностей электростанций, используя стандартное уравнение для расчета вырабатываемой гидроэлектростанциями энергии:

$$P = H * Q * e * 9,8 \text{ м/сек}^2$$

Где:

P = генерирующая мощность электростанции (кВт)

H = рабочий напор (м)

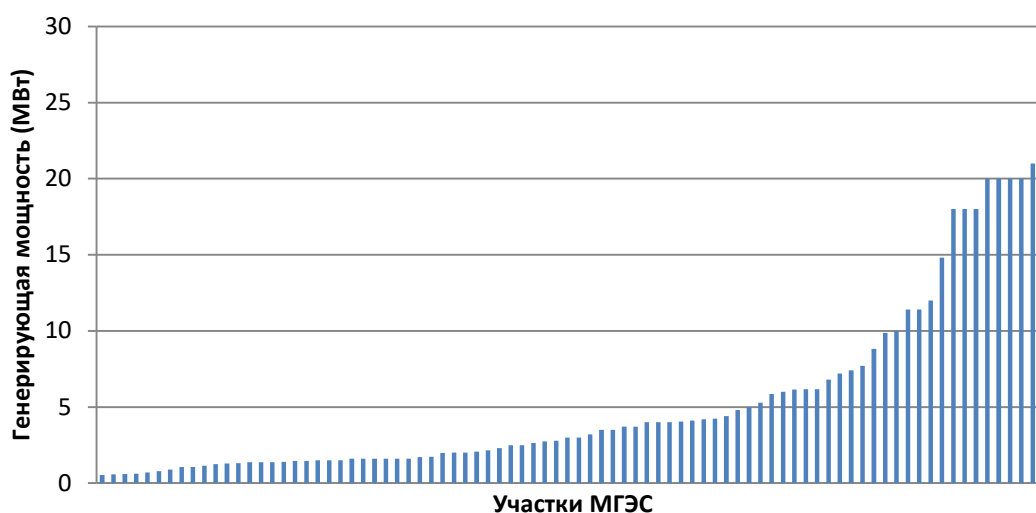
Q = расчетный сток (в кубических метрах в секунду)

e = средняя эффективность турбины/генератора
(предполагаемое значение – 0,9)

Расчетные показатели мощности электростанций были, в среднем, на 3 процента выше показателей, предусматриваемых в исходном документе, однако колебались в следующих пределах: на 69 процентов ниже и на 24 процента выше исходных значений. Наибольшая разница между предоставленными источником данными о мощности и результатами расчетов GZA составила 1,4 МВт.

На Рисунке в Приложении Е.2 показано распределение показателей мощности 81 участка, которые были включены в кривую предложения.

Рисунок в Приложении Е.2: Генерирующая мощность участков МГЭС (МВт)



Коэффициенты использования установленной мощности

Значения коэффициента использования установленной мощности колебались в пределах от 14 до 95 процентов, при среднем значении в 52 процента. Как правило, коэффициенты использования установленной мощности МГЭС не превышают 50 процентов из-за прерывистого режима их работы. Результаты исследований,

проведенных на 81 участке МГЭС, выявили 31 участок с коэффициентом использования установленной мощности выше 50. Коэффициент использования установленной мощности в размере 50 процентов был применен к этим створам, наряду с 38 участками с карты ПРООН и одним створом Агентства по продвижению инвестиций, по которым не было достаточных данных для расчета коэффициентов использования установленной мощности.⁸⁵

⁸⁵ Первоначально для этих створов использовался коэффициент использования установленной мощности в размере 63%, основанный на контрольных показателях Министерства энергетики. В презентации Министерства энергетики за 2013 год был приведен расчетный потенциал для 90 участков МГЭС с суммарной мощностью 180 МВт, оцениваемый в 1,0 млрд. кВтч, в результате чего совокупный коэффициент использования установленной мощности составляет 63 процента. Эти коэффициенты использования установленной мощности – как и другие коэффициенты, используемые в рамках данного исследования – были тогда ограничены 50 процентами в связи с замечаниями некоторых рецензентов относительно более ранних вариантов, согласно которым 63 процента, по-видимому, были чрезмерно оптимистичным значением коэффициента использования установленной мощности для русловых гидроэлектростанций.

Приложение F: Оценки стоимости альтернативных вариантов

Стоимость альтернативных вариантов энергоснабжения оценивалась для того, чтобы лучше понять потенциальную экономическую конкурентоспособность МГЭС в Кыргызской Республике. Дело в том, что для обеспечения базовой нагрузки в Кыргызской Республике используются, преимущественно, гидроэлектростанции с большими водохранилищами (среди которых преобладает Токтогульская ГЭС). Электроэнергия с Бишкекской ТЭЦ и импортируемая электроэнергия используются для обеспечения пиковой сезонной нагрузки – то есть, эти источники определяют цену при маргинальном ценообразовании.

Для определения стоимости энергоснабжения из альтернативных источников использовались следующие допущения:

- **Импорт:** Используемые в анализе импортные цены составляют 0,02 и 0,09 доллара США за киловатт-час. Было подтверждено, что импортные цены из внешних источников укладываются в этот диапазон. По состоянию на июнь 2015 года, Кыргызская Республика договорилась с Таджикистаном об импортной цене в размере 0,025 доллара США за киловатт-час, а также, по имеющимся данным, должна платить 0,07 доллара США за киловатт-час энергии, импортируемой из Казахстана.⁸⁶ В 2016 году Кыргызская Республика платила по 0,028 доллара США за киловатт-час электроэнергии, импортируемой из Таджикистана, а из Казахстана энергию не импортировала.⁸⁷
- **Бишкекская ТЭЦ:** НСЭ Бишкекской ТЭЦ была рассчитана, исходя из ряда допущений, которые приведены в Таблице в Приложении F.1.

⁸⁶ Кэтрин Пуц, «Какова цена таджикской электроэнергии в Кыргызстане?» *The Diplomat*, 11 июня 2015 года. <http://thediplomat.com/2015/06/whats-the-price-of-tajik-electricity-in-kyrgyzstan/> (Статья рассмотрена 18 мая 2016 года).

⁸⁷ Получено из данных о ценах и объемах импорта, предоставленных регулятором.

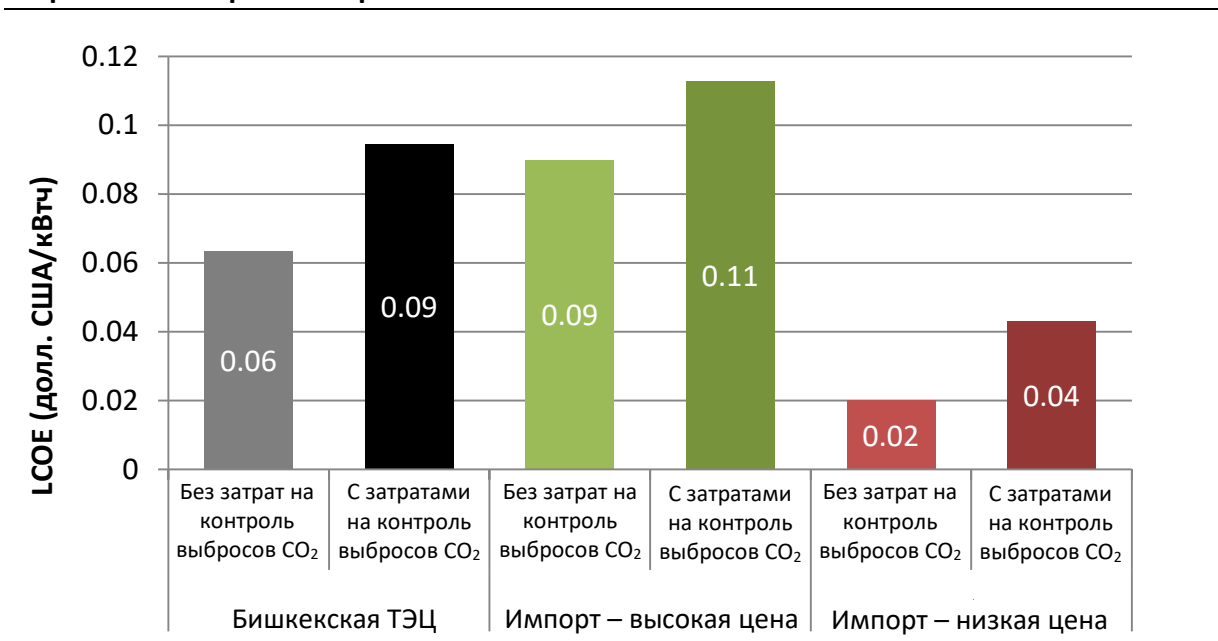
Таблица в Приложении F.1: Допущения, используемые при расчете НСЭ для Бишкекской ТЭЦ

Показатель	Допущение	Примечания
Стоимость горючего	0,01 долл. США/кВтч	Данный показатель основывается на преобразовании средневзвешенной стоимости отечественного и импортного угля по состоянию на август 2014 года (534,26 сом/Гкал)
ЭиТО без учета горючего	90 долл. США/кВтч	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Предоставленных данных о фактических затратах на ЭиТО для Бишкекской ТЭЦ оказалось недостаточно для того, чтобы вычислить достоверное значение, поэтому был использован косвенный показатель из нижней части диапазона эталонных международных расходов на ЭиТО, варьирующихся в пределах 90-120 долл. США/кВтч. ▪ Источник: МЭА, «ETSAP: Теплоэлектроцентрали», май 2012 года. http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e04-chp-gs-gct_adfinal.pdf
Капитальные затраты	1 544 долл. США/кВтч	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Исходя из общего объема инвестиций в капитальный ремонт в размере 386 млн долл. США ▪ Источник: Aid Data, «Китай одалживает 386 миллионов долларов на модернизацию Бишкекской ТЭЦ» http://china.aiddata.org/projects/39620?iframe=y
Условия финансирования (финансовые)	100% долга финансируются с процентной ставкой в размере 2% и 20-летним сроком кредитования	Источник: Там же
Дисконтирование (экономическое)	Дисконтирование всей стоимости активов при 5% вмененных социальных издержек капитала в течение 20 лет	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Предположение «DHInfrastructure»
Чистая мощность	250 МВт	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Показатель мощности основывается на двух 150-мегаваттных установках (чистая мощность которых составляет 125 МВт), которые должны быть добавлены в результате реконструкции. ▪ Источник: Там же.
Коэффициент использования установленной мощности	47%	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Рассчитано, исходя из предположения о том, что новая мощность составит 440 МВт, а прогнозируемый объем выработки электроэнергии после капитального ремонта составит 1,8 млрд кВтч

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Источник: Там же.
Срок строительства	3 года	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Предположение «DHInfrastructure»

Затраты на контроль выбросов ТЭЦ оцениваются в 0,031 долл. США/кВтч.⁸⁸ Затраты на контроль выбросов для импортируемой энергии оцениваются в 0,021 долл. США/кВтч.⁸⁹ На Рисунке в Приложении Е.1 показано влияние выбросов CO₂ на затраты ТЭЦ и импортную стоимость.

Рисунок в Приложении F.1: Изменение затрат ТЭЦ и импортной стоимости, включая затраты на контроль выбросов



⁸⁸ Исходя из предполагаемой нормы выбросов в размере 1 007 г/кВтч и прогноза цен на углерод в 2016 году в размере 30,94 долл. США за тонну (данные взяты из методических рекомендаций о социальной ценности углерода. Всемирный банк. 15 июля 2014 года).

⁸⁹ Исходя из средневзвешенного значения факторов выбросов электросетей для Казахстана и Таджикистана (Брандер, Мэтью, Аман Суд, Шарлотта Уайли, Эми Хофтон и Джессика Ловелл. «Технический документ | Факторы выбросов для электросетей». «Ecometrica», Emissionfactors.com (2011 г.).) Эти значения были получены из данных об уровне импорта в каждой стране, содержащихся в отчете о технико-экономических показателях энергетического сектора Кыргызской Республики за 2015 год. Для цен на углерод использовался тот же прогноз, что и для выбросов ТЭЦ.

Приложение G: Перечень нормативных правовых актов Кыргызской Республики, регулирующих развитие МГЭС

Следующие документы были рассмотрены для подготовки отчета.

1. Земельный кодекс Кыргызской Республики от 2 июня 1999 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 30 июля 2016 г.)
2. Водный кодекс Кыргызской Республики от 12 января 2005 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 6 апреля 2017 г.)
3. Закон Кыргызской Республики «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике» от 19 октября 2013 года (изменениями и дополнениями по состоянию на 28 мая 2015 г.)
4. Закон Кыргызской Республики «Об энергетике» от 30 октября 1996 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14 января 2015 года)
5. Закон Кыргызской Республики «Об электроэнергетике» от 28 января 1997 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20 января 2016 г.)
6. Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» от 31 декабря 2008 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25 июля, 2016 г.)
7. Закон Кыргызской Республики «О государственно-частном партнерстве в Кыргызской Республике» от 22 февраля 2012 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22 июня 2016 г.).
8. Закон Кыргызской Республики «Об инвестициях в Кыргызской Республике» №66 от 27 марта 2003 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13 февраля 2015 г.)
9. Национальная энергетическая программа на 2008-2010 годы и Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2015 года, утвержденные Жогорку Кенешем 24 апреля 2008 года.
10. Программа развития малой гидроэлектроэнергетики в Кыргызской Республике на период 1999-2005 гг.
11. Программа развития малой и средней энергетики до 2012 года, утвержденная Указом Президента Кыргызской Республики №365 от 14 октября 2008 года.
12. Концепция развития малой гидроэлектроэнергетики до 2017 года., утвержденная постановлением Правительства Кыргызской Республики №507 от 20 июля 2015 года.
13. Указ Президента Кыргызской Республики о Дирекции проектов по развитию малой и средней энергетики в Кыргызской Республике №155 от 2 мая 2008 года.
14. Положение «О тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №175 от 24 марта 2017 года (с изменениями по состоянию на 14 июня 2017 года).
15. Положение «О Государственном комитете промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №401 от 15 июля 2016 года.

16. Постановление Правительства Кыргызской Республики №660 «Об утверждении Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017 гг.» от 20 ноября 2014 года.
17. Постановление Правительства Кыргызской Республики №421 «О внесении дополнений и изменений в постановление Правительства Кыргызской Республики «Об утверждении Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017 гг.» от 1 августа 2016 года.
18. Положение «О порядке строительства, приемки и технологического присоединения малых гидроэлектростанций к электрическим сетям», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №478 от 28 июля 2009 года.
19. Положение «О Государственном агентстве по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №650 от 14 ноября 2014 года.
20. Положение «О Государственном агентстве архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства при Правительстве Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №372 от 24 июня 2013 года.
21. Положение «О Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №136 от 20 февраля 2012 года.
22. Положение «О порядке проведения государственной экологической экспертизы в Кыргызской Республике», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №248 от 7 мая 2014 года.
23. Положение «О Центре по стандартизации и метрологии при Министерстве экономики Кыргызской Республики», утвержденное Постановлением Правительства Кыргызской Республики №91 от 12 февраля 2010 года.

Приложение Н: Режимы входа проектов в сфере возобновляемых источников энергии: международный опыт

Конкретные характеристики процедур лицензирования и выдачи разрешений часто зависят от типа «режима входа» – то есть, от того, каким образом частные инвесторы входят в сектор производства электроэнергии из ВИЭ. Параметры входа варьируются от аукционов по конкретным участкам до стандартизированных процедур для не востребовавшихся малых электростанций (Таблица в Приложении Н.1).

Ключевая особенность, которая определяет привлекательность режима входа, заключается в том, извлечет ли ВИЭ-электростанция для себя выгоду из долгосрочного соглашения о гарантированной покупке электроэнергии по цене, гарантированной на весь срок действия такого соглашения, что позволяет снизить риск возмещения инвестиций. Только на развитых рынках, где технологии ВИЭ могут быть развернуты на уровне – или ниже – сетевого паритета, отсутствие этой характеристики не будет мешать развитию ВИЭ.

Размер и потенциальное количество проектов ВИЭ в данной категории электростанций играют важную роль в определении типа принимаемого режима входа. В одной и той же стране могут сосуществовать два или более различных режимов входа – например, аукционы по крупным сетевым проектам и стандартные заявки в сочетании с облегченными правилами для не востребовавшихся малых проектов (автономных или подключенных к сети).

Хотя тип режима входа оказывает большое влияние на последовательность и воплощение процедур выдачи разрешений и лицензирования, возлагаемое на разработчиков проекта бремя нормативно-правового соответствия вовсе не обязательно тяжелее или легче при том или ином режиме, за преднамеренным исключением упрощенного регулирования для небольших проектов с незначительным ожидаемым воздействием на окружающую среду.

Таблица в Приложении Н.1. Обзор наиболее распространенных во всем мире режимов входа (с гарантированной долгосрочной покупкой)

Режим входа	Характеристики
Утверждение проектных заявок в соответствии с заранее установленными критериями отбора (три варианта)	<i>Утверждение всех заявок, которые отвечают критериям отбора</i> <ul style="list-style-type: none">• Разработчики отбирают свои собственные участки и получают необходимые разрешения и доступные дотации в обмен на соблюдение нормативных требований.• Исключительное право на разработку участка предоставляется любому квалифицированному разработчику на определенный период, в течение которого разработчик должен продемонстрировать, что проект движется вперед.• Подходит для малых и средних проектов, к которым могут быть применены стандартные критерии отбора.• Рекомендуется в тех случаях, когда предварительный отбор участков центральным органом не имеет смысла из-за большого количества возможных проектов.• Наиболее эффективно в сочетании с соглашениями о покупке электроэнергии со стандартными сроками, условиями гарантированной покупки (включая цену), а также соглашениями о подключении.

Режим входа	Характеристики
	<p><i>Выборочное утверждение заявок</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Подобно приведенному выше примеру, за исключением того, что поддержка предлагается не всем проектам, удовлетворяющим критериям отбора. • Дополнительный отсев производится в том случае, если количество заявок превышает количество проектов, которые могут получить государственную поддержку, из-за ограничения мощности или доступа к сети. • Для двухэтапного отсева требуется достаточный институциональный потенциал, и процесс должен быть прозрачным и проверяемым на каждом этапе. • Выборочное утверждение существенно повышает риск для разработчиков, готовящих первоначальные предложения; в большинстве случаев, конкурентные закупки (последний из перечисленных ниже вариантов) будут предпочтительнее с точки зрения прозрачности и предсказуемости.
	<p><i>Упрощенный режим лицензирования для малых или автономных проектов</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Похоже на всеобщее одобрение, но с меньшей бюрократической и административной нагрузкой. • Меньшее количество процедур и требований (например, менее строгие согласительные требования по охране окружающей среды). • Более широкое использование стандартизированных документов – таких как типовые контракты, бланки заявлений и так далее. • Ускоренные процедуры – по сравнению с более крупными проектами. • Одним из оптимальных вариантов является простая процедура регистрации вместо лицензирования; можно рассмотреть вариант реализации на местном уровне. • Подходит для проектов электрификации сельской местности, автономного энергоснабжения и изолированных мини-сетей.
<p>Контракты, заключаемые по результатам переговоров</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Инициативные предложения правительству или энергокомпании и прямые переговоры по закупочной цене и другим ключевым условиям контракта между разработчиком проекта и соответствующим органом – часто, на основе первоначального меморандума о взаимопонимании. • Опора на частный сектор для выявления рыночных возможностей – в особенности, для крупных, уникальных проектов, которые не имеют сопоставимых примеров или возможности повторного воспроизведения. • Для ведения переговоров по сбалансированным условиям контрактов государству необходимы специалисты высокой квалификации (отечественные или привлеченные из-за рубежа). • В каждом конкретном случае получают лицензии и разрешения. • Риск непрозрачности/коррупции.
<p>Тендер по конкретным участкам</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Приглашение к участию в конкурсе на получение прав на разработку одного или нескольких предварительно выбранных ВИЭ участков по наименьшей стоимости. • Отбор участка и технологии заранее производится правительством или энергокомпанией. • Из-за высоких операционных издержек этот вариант больше всего подходит для средних и крупных проектов. • Процедура лицензирования и утверждения может быть заложена в выигравшую заявку (победитель торгов автоматически получает права землепользования и пользования ресурсами). • Различные степени уточнения того, что именно выставляется на конкурс, с подробным указанием соглашения о подключении и условий соглашения о покупке электроэнергии, общих прав на пользование участком (с указанием участниками торгов в своих предложениях основных условий контракта). • Оценка может проводиться в несколько этапов (предварительная квалификация и отбор) и основываться на качественных и количественных критериях.

Режим входа	Характеристики
Аукционы, конкурсные закупки или государственные тендеры по мощности ВИЭ	<ul style="list-style-type: none"> • Конкурентные закупки новых мощностей без предварительного отбора участков. • Ключевой задачей является обеспечение новой выработки электроэнергии при наименьших затратах, допуская при этом возможность проявления частной инициативы при отборе участка и разработке проекта. • Может быть технологически нейтральными или специально-техническим. • Аукцион может проводиться различными способами, с взвешиванием как ценовых, так и неценовых факторов. • Рекомендуется в условиях высокого потенциала с хорошей доступностью ресурсов ВИЭ и потенциалом реализации большого количества проектов в области ВИЭ. • Наилучшие результаты требуют скоординированного планирования сети для обеспечения взаимодействия между выигравшими участками без задержек.

Существует ли признанный передовой образец режимов выдачи разрешений?

Оптимальные решения индивидуальны, но следуют основным общим принципам:

Поскольку процедуры регулирования отличаются в зависимости от той или иной страны, признанная образцовая практика, как правило, является специфической для каждой отдельно взятой страны. Например, Тененбаум и его коллеги (2014 г.) описывают разрешительный режим Шри-Ланки как весьма прозрачный и хорошо продуманный. Однако авторы признают, что опыт Шри-Ланки не обязательно может быть воспроизведен в полном объеме в других странах, и предупреждают об «опасности постоянного применения единой образцовой практики ко всем странам».

Несмотря на необходимость гибкости на уровне страны, можно определить принципы разрешительного режима, который обеспечивает уверенность инвесторов и разработчиков проектов, снижая, тем самым, их операционные издержки, позволяя при этом государственным органам убедиться в том, что возобновляемые ресурсы осваиваются в ожидаемые сроки, экологически безопасным и ответственным в финансовом отношении образом. Процедуры лицензирования и выдачи разрешений в рамках таких образцовых режимов призваны учитывать имеющийся потенциал утверждающих органов.

Конечно же, регулирующие органы, как правило, должны обладать как можно большей независимостью от политических интересов и заинтересованных сторон. Образцовые режимы также являются четкими и прозрачными, стабильными и предсказуемыми, с осуществимыми сроками обработки без необходимости внесения изменений задним числом. Они содержат механизм обжалования и избегают рассмотрения одной и той же информации более чем одним ведомством. Очередность различных процедур логична и обеспечивает максимальную ожидаемую наглядность: основные решения регулятивного органа (о присоединении к сети, закупочных тарифах и т.д.) определяются в начале процесса разработки проекта, с тем, чтобы содействовать, а не препятствовать коммерческому финансированию.

Разрешающий режим, который не удовлетворяет критериям образцовой практики и, следовательно, не является привлекательным для частных инвесторов, отмечен несогласованностью между юридическими/регулятивными требованиями и фактической практикой. Процессы подачи заявлений могут дублировать друг друга (например, одним и тем же документам могут требоваться две разные авторизации от одного и того же учреждения), и может потребоваться проведение переговоров по

тарифам с национальной электрокомпанией (или другим покупателем) с их последующим утверждением регулирующим органом – *после* того как электростанция будет введена в эксплуатацию.

Когда государство оценивает свой разрешительный режим, каждая процедура должна рассматриваться с точки зрения необходимости (Является ли она действительно необходимой?), результативности (Достигает ли она своей цели?) и эффективности (Может ли она быть оптимизирована, упрощена, автоматизирована или скомбинирована с другими существующими процедурами?).